А.С. Повалихин
А.Г. Калинин
С.Н. Бастриков
К.М. Солодкий

Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин



А.С. ПОВАЛИХИН
А.Г. КАЛИНИН
С.Н. БАСТРИКОВ
К.М. СОЛОДКИЙ

БУРЕНИЕ

НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Под общей редакцией доктора технических наук,
профессора *А.Г. Калинина*



ЦентрЛитНефтеГаз

Москва – 2011

Книга выпущена при содействии Российской академии естественных наук (РАЕН), Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе и «IDS Group».

УДК 622.276:622.24
ББК 33.361
Б 91

А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.

Приводятся сведения о роли направленного бурения в развитии нефтегазовой отрасли. Отмечается вклад советских и российских учёных и конструкторов в создание технических решений, являющихся основой современной технологии строительства наклонных и горизонтальных скважин.

Приведена методика проектирования и расчёта профиля направленных скважин, даны сведения о проектировании кустов и групп скважин. Рассмотрены закономерности формирования ствола скважины в процессе бурения.

Представлены схемы многозабойных скважин, которые могут стать основой внутрипластовых нефтегазопромысловых систем.

Изложены основы направленной проводки ствола скважины и контроля траектории бурения. Приводится описание конструкций и характеристика специальных технических средств для наклонного и горизонтального бурения. Большое внимание уделено расчёту и проектированию компоновок низа бурильной колонны различного назначения, забойных двигателей-отклонителей, а также технологии бурения наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. Приведены подробные сведения по основным требованиям к буровому инструменту для проводки направленных скважин и боковых стволов. Изложены вопросы автоматизации направленного бурения, рассмотрены вопросы охраны недр при строительстве скважин.

Представлены основные технологические схемы заканчивания горизонтальных и многозабойных скважин, приведены сведения о технических средствах для крепления горизонтальных стволов.

Книга предназначена для инженерно-технических специалистов нефтегазовой отрасли, аспирантов и студентов, обучающихся в ВУЗах нефтегазового профиля. Эта монография в то же время является и справочным пособием.

Рецензенты: д.т.н., профессор О.К. Ангелопуло, д.т.н., профессор Н.В. Соловьев

ISBN 978-5-902665-50-2

© А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий, 2011
© ЦентрЛитНефтеГаз, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие **7**
Введение **9**

1. Развитие технологии бурения направленных нефтяных и газовых скважин **11**
1.1. Основные положения, термины, определения 11
1.2. Вертикальные скважины 14
1.2.1 Вертикальные скважины общего назначения 14
1.2.2. Сверхглубокие вертикальные скважины 16
1.2.2.1 Научная программа сверхглубокого бурения 18
1.2.2.2. Первый этап проходки Кольской скважины 21
1.2.2.3. Второй этап бурения Кольской скважины 22
1.2.2.4. Технология направленного бурения Кольской скважины 25
1.2.2.5. Осложнения, связанные с искажениями профиля и сечения ствола 34
1.2.2.6. Итоги бурения Кольской сверхглубокой скважины 35
1.3. Наклонно направленные скважины 36
1.3.1. Наклонные скважины 36
1.3.2. Скважины с большим смещением забоя и субгоризонтальные скважины 43
1.4. Горизонтальные скважины 59
1.5. Боковые стволы 71
1.5.1 Вырезание окна в обсадной колонне 71
1.5.2. Бурение боковых стволов 78
1.6. Многозабойные скважины 87
1.7. Разобщённо-разветвлённые скважины 96
1.8. Дренажные скважины 100
1.9. Кустовое строительство наклонно направленных скважин 106

2. Проектирование и расчет профиля направленных скважин **119**
2.1. Профили наклонных скважин 119
2.1.1. Выбор и проектирование профиля наклонной скважины 119
2.1.2. Расчет параметров проектного профиля наклонной скважины 123
2.1.2.1. Тангенциальные виды профиля 125
2.1.2.2. S- образные виды профиля 126
2.1.2.3. J-образные виды профиля 132
2.1.3. Оптимизация профиля наклонной скважины 135
2.1.4. Профиль наклонной скважины с участком естественного уменьшения зенитного угла 140
2.1.5. Энергосберегающий профиль наклонной скважины 142
2.1.6. Особенности проектирования наклонно направленных скважин с большим смещением забоя от вертикали и субгоризонтальных скважин 148
2.2. Профили горизонтальных скважин 153
2.2.1. Выбор и проектирование профиля горизонтальной скважины 153
2.2.1.1 Виды профиля горизонтальной скважины 153
2.2.1.2. Виды профиля горизонтального участка 155
2.2.1.3. Виды профиля направляющей части горизонтальной скважины 159
2.2.2. Расчет параметров профиля горизонтальной скважины 160
2.2.2.1 Расчет направляющей части профиля горизонтальной скважины 160
2.2.2.2. Расчет горизонтального участка профиля 162
2.2.3. Пространственный профиль горизонтальных скважин 166
2.3. Профили боковых стволов 169
2.3.1. Проектирование профиля бокового ствола 169
2.3.2 Расчёт пространственного профиля наклонно направленного бокового ствола 170
2.3.2.1 Расчёт интервала забуривания 171

2.3.2.2 Расчёт основных параметров профиля с целью выведения ствола в точку с заданными координатами ... 172
2.3.2.3. Расчёт координат профиля бокового ствола ... 174
2.4. Профили многозабойных скважин ... 176
2.4.1. Основные положения ... 176
2.4.2. Разветвленные многозабойные скважины ... 178
2.4.3. Многоярусные многозабойные скважины ... 180
2.4.4. Радиально-разветвленные многозабойные скважины ... 181
2.4.5. Проектирование профиля основного ствола многозабойной скважины ... 184
2.4.6. Порядок размещения точек забуривания боковых ответвлений в основном стволе ... 185
2.4.7. Классификация соединений основного ствола скважины с боковым ответвлением ... 186
2.5. Ограничения, накладываемые на параметры профиля наклонной и горизонтальной скважины ... 190
2.5.1. Профили горизонтальных скважин с минимальным шламонакоплением ... 190
2.5.2. Минимальная длина вертикального участка профиля ... 192
2.5.3. Минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины ... 194

3. Проектирование кустов и групп скважин ... 201
3.1. Порядок проектирования обустройства кустовых площадок и очерёдности бурения скважин куста ... 201
3.2 Проектирование очерёдности бурения скважин с кустовых площадок и мероприятия по предупреждению пересечения стволов ... 203
3.3. Определение оптимального количества скважин в кусте по затратам на строительство и обустройство скважин ... 204
3.4. Требования к размещению кустовых оснований при разбуривания месторождений горизонтальными скважинами ... 206
3.5. Проектирование и строительство кустовых площадок 211
3.6. Варианты схем размещения устьев скважин на кустовой площадке (на примере Приобского месторождения) ... 214

4. Формирование ствола скважины в процессе бурения ... 217
4.1 Отклонение ствола скважины от проектного профиля ... 217
4.1.1 Искривление вертикального ствола скважины ... 219
4.1.2 Искривление наклонно направленных скважин ... 220
4.1.2.1 Причины отклонения траектории бурения от проектного профиля 220
4.1.2.2 Технологические аспекты проводки наклонного ствола скважины ... 221
4.1.2.3 Влияние радиального люфта вала шпинделя турбобура на траекторию бурения ... 226
4.1.3. Искривление горизонтальных скважин ... 230
4.2. Локальные искривления ствола вертикальной скважины ... 239
4.3. Формирование ствола наклонных и горизонтальных скважин ... 260
4.4. Искажение сечения ствола скважины ... 275

5. Проводка и контроль траектории бурения направленных скважин ... 293
5.1 Система координат проектного и фактического профиля скважины ... 293
5.2 Расчет фактического профиля скважины ... 295
5.2.1. Общие положения ... 295
5.2.2 Методы расчета координат ствола скважины ... 296
5.2.2.1. Тангенциальный метод ... 296
5.2.2.2. Метод усредненных углов ... 296
5.2.2.3. Балансный тангенциальный метод ... 297
5.2.2.4. Метод ускорения ... 298

5.2.2.5. Метод компенсированного ускорения ... 298
5.2.2.6. Метод расчета по радиусу кривизны ... 298
5.2.2.7. Метод постоянной кривизны ... 300
5.2.2.8. Метод минимума кривизны и метод кольцевых дуг ... 301
5.2.2.9. Метод геликоидальных дуг 303
5.2.2.10. Метод линейного изменения параметров траектории бурения ... 303
5.2.2.11. Метод сплайнов ... 303
5.2.2.12. Квадратичный метод ... 304
5.3. Неопределенность положения ствола скважины ... 304
5.4. Допустимые проектные отклонения ствола скважины ... 308
5.5 Контроль и прогнозирование траектории бурения ... 312
5.6. Корректирование траектории бурения ... 315

6. Технические средства для направленного бурения ... 325
6.1. Технические средства для искривления ствола скважинЫ ... 325
6.1.1. Забойные двигатели-отклонители ... 325
6.1.1.1. Требования к забойному двигателю ... 325
6.1.1.2. Турбинные отклонители ... 327
6.1.1.3 Редукторные турбобуры-отклонители ... 349
6.1.1.4. Электробуры-отклонители ... 355
6.1.1.5. Винтовые двигатели-отклонители ... 365
6.1.2 Элементы шарнирных компоновок низа бурильной колонны ... 379
6.1.3. Отклонители для направленного бурения роторным способом ... 382
6.1.4. Специальные технические средства для направленного бурения ... 391
6.1.4.1. Искривленный переводник ... 391
6.1.4.3. Технические средства для ориентирования и управления забойным двигателем-отклонителем ... 394
6.1.4.4. Технические средства для управления траекторией бурения ... 403
6.2. Технические средства для предупреждения искривления вертикальных скважин ... 406
6.2.1. Роторно-турбинные буры 406
6.2.2. Компоновки низа бурильной колонны ... 409
6.3. Автоматизированные системы направленного бурения ... 412
6.4. Опорно-центрирующие элементы ... 418

7. Проектирование и расчёт компоновок нижней части бурильной колонны ... 429
7.1. Упругие свойства бурильной колонны КНБК ... 429
7.1.1. Устойчивость бурильной колонны ... 429
7.1.2. Упругие свойства секций КНБК ... 444
7.2. Аналитические модели КНБК для наклонного бурения ... 448
7.3 Методика расчёта КНБК для бурения наклонных интервалов профиля скважины ... 452
7.4 Выбор и обоснование применения критерия оптимизации размеров КНБК ... 456
7.5. Оптимальные КНБК для проводки наклонных интервалов профиля скважины ... 458
7.6. Показатели надежности работы и устойчивости КНБК на проектной траектории ... 462
7.7. Анализ работы КНБК при бурении гидравлическими забойными двигателями ... 463
7.7.1. Выбор критерия оптимизации размеров КНБК ... 463
7.7.2. КНБК на основе турбобура 3ТСШ-195 ... 465
7.7.2.1. КНБК с одним центратором ... 465
7.7.2.2. КНБК с двумя центраторами ... 467
7.7.2.3. КНБК на основе турбобура малого диаметра ... 470
7.7.2.4. КНБК на основе комбинированного турбобура ... 474
7.7.2.5. Стабилизирующих КНБК с центратором на валу турбобура ... 475
7.7.2.6. Стабилизирующие КНБК с двумя центраторами на основе турбобура диаметром 172 мм ... 476
7.7.2.7. КНБК с наддолотным калибратором ... 478
7.7.2.8. Влияния шлама в скважине на работу КНБК ... 481

7.8. Расчет отклоняющей КНБК 483
7.8.1. Расчет забойного двигателя-отклонителя 483
7.8.2. Расчет забойного двигателя-отклонителя с жёсткими секциями 490
7.8.3. Выбор гибкой секции КНБК 492

8. Технология бурения наклонных и горизонтальных скважин 499
8.1. Ориентирование и бурение забойным двигателем-отклонителем 499
8.1.1. Общие положения 499
8.1.2. Особенности бурения забойным двигателем-отклонителем 501
8.1.3. Влияние технико-технологических факторов на ориентирование и управлениезабойным двигателем-отклонителем 503
8.2. Технология направленного бурения электробуром 520
8.3. Шарнирные КНБК для направленного бурения забойным двигателем 522
8.4. Выбор и применение компоновок низа бурильной колонны 526
8.4.1. Общие положения 526
8.4.2. Выбор типа КНБК 526
8.4.3. Выбор элементов КНБК 527
8.4.4. Расчет оптимальных размеров КНБК 529
8.4.5. Выбор варианта расчетных размеров и анализ устойчивости КНБК на проектной траектории 531
8.4.6. Корректирование размеров КНБК 533
8.5. Особенности технологии бурения горизонтального ствола скважины 537
8.5.1. Выбор и проектирование бурильной колонны для горизонтального бурения 537
8.5.1.1. Взаимодействие бурильной колонны с наклонным стволом скважины 537
8.5.1.2 Особенности поведения бурильной колонны в горизонтальном стволе 538

9. Буровое навигационное оборудование 546
9.1 Телеметрические системы 546
9.2. Инклинометры 561
9.3. Ориентаторы 564

10. Строительство боковых стволов 566
10.1. Технология забуривания и бурения боковых стволов 566
10.1.1. Общие положения 566
10.1.2. Особенности технологии бурения боковых стволов,требования к комплексу технических средств 570
10.2. Технические средства для создания окна в обсадной колонне 576
10.2.1. Вырезающие устройства и расширители 576
10.2.2. Технические средства для вырезания бокового окна 582
10.3. Технология забуривания бокового ствола с зарезного цементного моста 594
10.3.1. Технологические этапы забуривания 594
10.3.2. Процесс забуривания бокового ствола 595

11. Заканчивание горизонтальных и многозабойных скважин 602
11.1. Крепление горизонтальных стволов 602
11.2. Технология и технические средства для спуска и крепления хвостовика 604
11.3. Конструкция соединения основного ствола многозабойной скважины с боковым ответвлением 613

12. Инженерное сопровождение проводки опорно-технологических скважин 621
13. Автоматизация управления проводкой направленных скважин 628
14. Вопросы охраны недр при бурении и креплении скважин 634

Литература 637

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нашим друзьям, основоположникам и разработчикам техники и технологии направленного бурения посвящается

Строительство скважин, обустройство промыслов, особенно морских, наиболее капиталоёмкие статьи затрат нефтегазового комплекса. Сокращение финансовых и материальных затрат, повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа является актуальной задачей, решение которой может быть достигнуто на основе совершенствования существующих и создания новых буровых технологий прорывного характера.

Поиск новых технологических решений возможен при условии знания тенденции развития наклонного и горизонтального бурения во взаимосвязи с совершенствованием технологии нефтегазодобычи, новейшими методами воздействия на продуктивные пласты.

Технология горизонтального бурения в настоящее время является основой для формирования систем разработки нефтяных месторождений с применением современных методов увеличения нефтеотдачи пласта:

- заводнение с использованием полимеров в сочетании с бурением горизонтальных стволов;
- водогазовое воздействие в сочетании с применением многоствольных скважин и гидроразрывом пласта;
- сочетание вертикального и горизонтального извлечения нефти с применением системы разработки месторождений горизонтальными и вертикальными скважинами;
- тепловые методы воздействия на пласт с применением горизонтальных скважин;
- создание внутрипластовых дренажных систем.

В данной книге авторы рассмотрели историю технологии направленного бурения от простейших вертикальных скважин до строительства многозабойных систем горизонтальных стволов. История инженерных решений поможет не только технологам-буровикам, но и специалистам, занимающихся вопросами эксплуатации нефтегазовых месторождений, лучше понять возможности существующей технологи направленного бурения, а также осуществлять проектирование вновь вводимых в разработку месторождений с учётом применения буровых технологий будущего.

Авторы попытались сконцентрировать в книге все вопросы, связанные с бурением наклонных, горизонтальных, многозабойных скважин и боковых стволов, приводя самые необходимые сведения по данным способам бурения.

Предлагаемая вниманию читателей работа отражает современное состояние в теории и практике бурения направленных скважин различного вида. В книге представлены алгоритмы, которые могут быть использованы при проектировании профиля скважин, технических средств для их проводки, контроля и оперативного управления траекторией бурения.

Авторы книги сочли необходимым привести некоторые уже устаревшие технические решения, но которые дают представление о направлении развития технологии на-

правленного бурения и ещё могут быть использованы в особых случаях при строительстве скважин в современных условиях.

Предлагаемые алгоритмы помогут технологам-буровикам быстро и компетентно принимать решения по всем основным вопросам проводки направленных скважин. Принятие правильных решений сможет дать существенную экономию во времени и стоимости бурения, поможет избежать корректирования проектных решений в процессе проведения работ.

Книга содержит не только решения, но и постановку некоторых актуальных задач в целях побуждения инженеров-нефтяников к поиску новых идей, имеющих решающее значение для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли России.

Эта книга будет полезна как для специалистов, занятых в бурении, так и для студентов и аспирантов геологоразведочных и нефтегазовых ВУЗов при выполнении курсовых, дипломных и диссертационных работ.

Авторы выражают признательность специалистам, работающим в настоящее время над созданием новых образцов техники для направленного бурения, за предоставленную возможность использования результатов их творческой деятельности в данной книге.

Технические средства постоянно совершенствуются, создаются новые устройства для бурения наклонных и горизонтальных скважин, поэтому технические характеристики устройств, приведенных в данной книге, могут отличаться от характеристик устройств, изготовленных после её издания. Более точные сведения о параметрах технических средств для строительства наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин читатель может получить непосредственно у разработчика или изготовителя.

ВВЕДЕНИЕ

Бурение, как термин определяет существо самого процесса проникновения бура в земную кору и это близко по звучанию и смыслу к словосочетанию «борение – преодоление».

Появление бурения связано с древнейшим периодом развития человеческой цивилизации. Способы бурения или сверления горных пород с помощью более твердых пород (видимо пластинчатых кремневых сверл) использовались человеком еще в каменную (неолитическую) эпоху при изготовлении бус, примитивных орудий труда, охоты и боевых действий.

Поэтому, по гипотетическим рассуждениям доктора технических наук профессора В.В. Нескоромных вполне уместно считать наиболее близким из мифических героев к буровикам бесстрашного титана Прометея, подарившего огонь людям. О принадлежности Прометея к сословию геологов-буровиков говорит и его имя. Например, в книге профессора Б.М. Ребрика «У колыбели геологии и горного дела» указано, что имя Прометей, возможно, произошло от слов «праманте, праманта» - кручение или поворачивание палки, погружение штанги. И еще, там же, приводятся слова Прометея из трагедии Эсхила (около 525-456 г.г. до н.э.) «... А богатства, скрытые в подземных недрах, - серебро и золото, медь - я ..... их обнаружил первым и на свет извлек».

Как известно Прометей был прикован к скале Зевсом в наказание за, якобы, похищенный для людей огонь. Видимо Прометей похитил, все-таки, не сам огонь, а научил людей его добывать, ибо отнять, что-либо материальное всемогущий Зевс мог без труда, но вернуть назад, попавшее к людям знание было уже не в его силах. Видимо Прометей лишил Зевса монополии на владение волшебством огня, и именно поэтому его гнев был так велик.

Интересна история о гибели, прикованного к скале Прометея. Учитывая, что все мифы и легенды, так или иначе, основаны на реальных события и образах, часто имеют реальных прототипов для героев, можно допустить, что Прометей - реальный персонаж древних времен. Очень вероятно, был такой знающий рудное дело человек, а гибель Прометея стала результатом неудачного восхождения в горы для поисков руд и их добычи. Сорвавшись со скал, Прометей мог травмироваться, а израненный и неспособный к самостоятельному спуску вниз остаться на высокой скале. Вероятно, эту трагедию видели люди, оставшиеся внизу, но по каким-то причинам не сумевшие или не успевшие оказать ему помощь, и наблюдавшие смерть беспомощного Прометея убитого стервятниками.

Вполне возможно, что Прометей, добывающий огонь, и Прометей - геолог это разные люди, чьи судьбы объединены мифом в один образ.

Миф о Прометее это Великий Памятник, созданный людьми ранних человеческих цивилизаций в знак почитания титанов - людей, сделавших великое дело - сумевших научиться и учить других добывать руды из обширных подземных кладовых, и таким образом, заложить основы построения цивилизации будущего.

Интересно, что в русском языке термины сверление и бурение различаются, а в английском и немецком - синонимы (*drilling* и *bo-hren*).

Ощущается связь слова на немецком *bohren* с русским «бурение». Какой язык из-

начально позаимствовал термин - русский ли, из немецкого, голландского (boor), переделав по обыкновению слово «под себя», или наоборот, трудно сказать, но в русском языке есть близкие по звучанию слова, например, буровить или борение, а в немецком?

Возможно слово-термин «бурение» возникло из слова «буровить», которое по В.И. Далю означает «буровить - вспахивать, взбуравливать чем-либо материала, поэтому возможно из этого слова возникли слова «борение, борьба, оборона, борона и др.». Из этого же слова могли возникнуть и слова «бурение», а затем и «бур».

Если слова «буровить» обозначает несколько бессмысленное и малополезное действие, которое в языке еще получило значение «набуровить - сделать, что-то вызывающе неправильное», то понятие «бурение, бурить» - действие строго организованное и полезное, т.к. направлено на выполнение некоторой технической задачи.

Технология сверления, очевидно, возникла в развитие методов и средств добывания огня трением с применением лучкового привода. О возникновении бурения как производственной деятельности человека имеются многочисленные исторические подтверждения. Сохранились гидрогеологические скважины - колодцы, пробуренные до нашей эры в долине реки Нил. Иногда эти памятники буровой технологии имеют высеченные на камне тексты, в которых указаны даты сооружения скважины. Первоначально бурение скважин выполнялось грубыми кремневыми долотами, крепившимися к деревянному шесту.

С развитием металлургии на смену каменному долоту пришло металлическое сверло – зубило: возраст найденных буровых инструментов достигает 5000 лет.

В древнем Китае бурили водяные скважины, там буровая технология достигла высокой степени совершенства. Горную породу на забое разрушали тяжелым металлическим зубилом, прикрепленным к бамбуковому шесту. С помощью пенькового каната буровой инструмент приподнимали над забоем и сбрасывали вниз. Таким образом, зубило (долото) дробило породу. Частицы мелко раздробленной породы смешивались с водой и периодически вычерпывались из скважины ведром. Основоположником ударного способа бурения в Китае был великий инженер Ли Бин, пробуривший примерно 2200 лет тому назад скважину глубиной в 1000 м.

1 РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1.1. Основные положения, термины, определения

Скважина – горная выработка, образуемая в результате бурения, с расположенными в ней обсадными колоннами и внутрискважинным технологическим (эксплуатационным) оборудованием.

Забой скважины – дно скважины, углубляемое в результате воздействия породоразрушающего инструмента на горную породу.

Ствол скважины – пространство в массиве горных пород от устья до забоя, образованное породоразрушающим инструментом в процессе бурения.

Устье скважины – начало скважины, пересечение её ствола с земной поверхностью.

Стенка ствола скважины - боковая поверхность ствола скважины.

Основной ствол скважины – ствол скважины, из которого забуривается один или несколько боковых стволов (ответвлений).

Крепь скважины – система, образуемая обсадными колоннами и цементным камнем с целью разобщения пластов и обеспечения герметичности скважины.

Проектный профиль скважины - запланированная траектория бурения, состоящая из сопряженных прямолинейных и искривленных участков.

Направляющая часть проектного профиля скважины – часть проектного профиля ствола от устья до точки, расположенной на кровле объекта эксплуатации (продуктивного пласта).

Эксплуатационная часть проектного профиля скважины – завершающая часть проектного профиля ствола, расположенная непосредственно в продуктивном пласте.

Вертикальная скважина – скважина, у которой устье и центр круга допуска расположены на вертикальной прямой, являющейся её проектным профилем.

Наклонная скважина – скважина, у которой эксплуатационная часть проектного профиля вскрывает продуктивный пласт под зенитным углом не более 60°.

Пологая скважина – скважина, у которой эксплуатационная часть проектного профиля вскрывает интервал продуктивного пласта, который более чем в два раза превышает его толщину, при этом зенитный угол вскрытия пласта составляет 60°÷70°.

Горизонтальная скважина – скважина, у которой эксплуатационная часть проектного профиля скважины вскрывает продуктивный пласт в продольном направлении с зенитным углом более 70°.

Боковой ствол – это ответвление от основного ствола скважины с началом в точке забуривания.

Пилотный ствол - часть основного ствола скважины, необходимая для проведения геофизических исследований, после проведения которых ликвидируется путем установки отсекающего цементного моста.

Многозабойная скважина – скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких боковых стволов (ответвлений).

Плоский профиль - профиль наклонной, горизонтальной скважины или бокового ствола с постоянным азимутом.

Пространственный профиль - профиль наклонной, горизонтальной скважины или бокового ствола с изменяемым азимутом.

Искусственное искривление ствола скважины – целенаправленное изменение направления ствола в соответствии с проектным профилем.

Естественное искривление ствола скважины – самопроизвольное отклонение ствола от проектного профиля под воздействием технических, геологических и технологических факторов.

Профиль ствола наклонной и горизонтальной скважины включает вертикальный участок, участок начального искривления, сопряженные между собой тангенциальные и искривленные интервалы.

Профиль скважин характеризуется коэффициентом отклонения $K_{от}=A/H$, где: A - проектное смещение ствола от вертикали, проходящей через устье, H – проектная глубина скважины по вертикали.

Верхняя точка интервала начального искривления ствола скважины называется точкой забуривания наклонного ствола.

Кривизна отдельного участка пространственного проектного профиля скважины характеризуется зенитным углом α и азимутом φ в двух крайних точках данного участка. Ось ствола скважины между данными точками имеет постоянную кривизну и расположена в одной плоскости, т.е. является дугой окружности.

Поскольку одни геометрические параметры характеризуют профиль скважины в отдельных точках, а другие - интервал, то принимается следующая система обозначений принадлежности параметра к точке или интервалу.

Каждой точке профиля скважины присваивается порядковый номер в направлении увеличения глубины скважины. Рядом с буквенным обозначением параметра, характеризующего точку профиля скважины, указывается цифра, соответствующая порядковому номеру точки, а после буквенного обозначения параметра, относящегося к интервалу профиля скважины, в индексе записываются две разделенные тире цифры, обозначающие крайние точки интервала, например, $П_{1-2} = П_2 - П_1$

Некоторые параметры могут принимать положительное и отрицательное значение, поэтому установленная очередность символов должна соблюдаться.

Углы обозначаются буквами греческого алфавита, линейные величины - латинскими, а индексы - цифрами и русскими буквами.

Все углы измеряются в градусах, линейные величины - в метрах, а интенсивность искривления - в градусах на 10 м длины ствола скважины.

Зенитный угол ствола скважины равен углу между касательной к оси скважины и вертикальной прямой в данной точке.

Азимут ствола скважины равен азимуту горизонтальной проекции касательной к её оси в данной точке

К параметрам, характеризующим пространственное положение каждой точки профиля скважины кроме зенитного угла и азимута, относятся:

- суммарный угол (γ) пространственного искривления или суммарный угол охвата (поворота касательной) по всей длине профиля скважины до рассматриваемой точки;
- азимут (φ) радиуса кривизны, т.е. азимут горизонтальной проекции радиуса кривизны в направлении к центру кривизны участка профиля скважины;
- X_i, Y_i, Z_i – пространственные координаты i-ой точки профиля скважины;
- радиус - вектор ($R_Г$) горизонтального смещения точки профиля скважины в плане;
- полярные координаты ($L_т$, $\varphi_т$) точек профиля скважины в плане, смещение горизонтальной проекции точки профиля от центра и азимут смещения соответственно;
- угол (β) ориентации искривления (приведенный азимут радиуса кривизны) - это угол между апсидальной (вертикальной) плоскостью и плоскостью искривления участка профиля скважины. Отсчитывается в нормальной плоскости (перпендикулярной к касательной плоскости) по направлению движения часовой стрелки от верхней до главной нормали. Этот угол характеризует ориентацию плоскости, в которой расположен участок профиля скважины.

Апсидальной плоскостью является вертикальная плоскость, проходящая через касательную к профилю скважины в данной точке.

Геометрическими параметрами, характеризующими участок профиля скважины между точками 1 и 2 (рис. 1.1), являются:
- зенитное искривление ($\alpha_{1\text{-}2}$);
- азимутальное искривление ($\varphi_{1\text{-}2}$);
- угол ($\gamma_{1\text{-}2}$) пространственного искривления, равный углу поворота касательной на участке;
- интенсивность (I) искривления, равная приращению угла пространственного искривления;
- радиус (R) кривизны участка профиля скважины;
- длина ($L_{1\text{-}2}$) участка профиля.

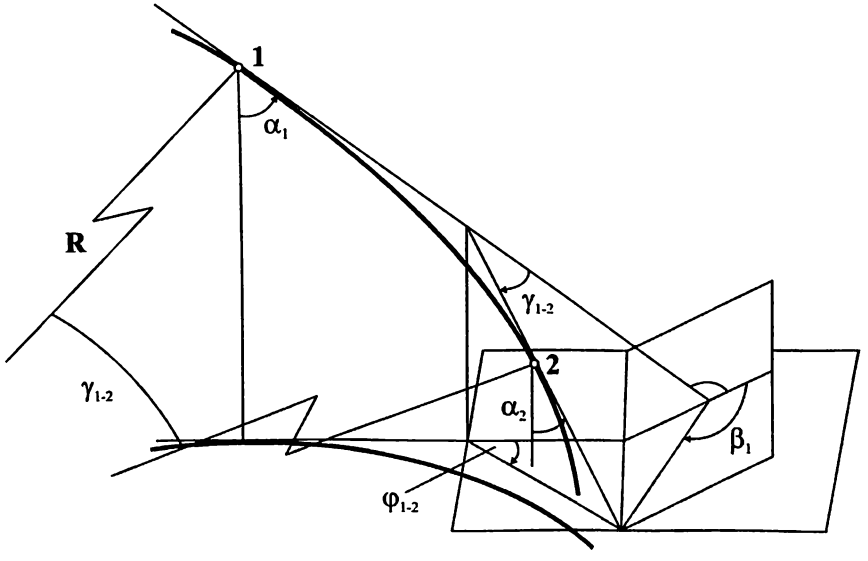


Рис. 1.1. Геометрическое изображение участка профиля ствола скважины и его параметров α, β, φ, γ.

1.2. Вертикальные скважины

1.2.1. Вертикальные скважины общего назначения

Бурение вертикальных скважин широко применялось в доиндустриальное время для добычи воды во многих странах мира. В России бурение водоподъемных скважин в крепостях и кремлях Москвы (XV в.), Троице-Сергиевой лавре (1654 г.), Переславле-Залесском (1691 г), Мценске (1669 г.), Белозере (1674 г.) сопровождалось добычей минеральных солей из подземных залежей. Соляные варницы упоминались в грамоте князя Святослава Игоревича, пожалованной Софийскому собору в 1137 г. Первый рукописный учебник по технологии бурения вертикальных скважин для разведки и добычи каменной соли «Роспись, как зачать делать новую трубу на новом месте» написан в XVII в. Этот свод правил обобщил многовековую практику бурения скважин на Руси. В нем подробно описаны буровой инструмент, его установка и приемы бурения, приведены рекомендации по методике взятия проб грунта и рассолов, сведения о способах ликвидации аварий, по ведению записей при бурении, об изготовлении буров и других частей бурового инструмента. В дополнительной тетради, приложенной к «Росписи...», описаны наиболее удачно пробуренные скважины, и отмечалось, что одна из скважин («труб», как они именуются в руководстве) достигла глубины 88 саженей (около 188 м). Впервые упоминается естественное искривление скважины: «...как почнешь под матицей шеломом ходить, бог матицу понесет на низ, после и в те поры смотреть надобно бережно по отвесу прямо, чтобы в сторону не ушла». Следовательно, задача сохранения заданного направления стояла перед людьми еще на заре возникновения бурового дела.

Американские практики обратили внимание на зенитное искривление вертикальных скважин при бурении вращательным способом в 1872 г. (по данным П.Н. Торского, Г.С. Юзбашева и В.С. Фёдорова). Австралийский инженер Мак Джордж установил азимутальное искривление скважин в 1883 г. (по сведениям И.В. Уткина). С помощью магнитной иглы в стеклянном сосуде, заполненном жидким желатином, он измерял азимутальный угол. В Южной Африке (Трансваале) Гофман отметил интересный пример искривления глубоких скважин при алмазном бурении в 1913 г. На глубине 2053 м скважина искривилась до 58° в вертикальной плоскости. Интенсивное искривление началось с глубины 365 м в северо-восточном направлении. Аллен М.С. подтвердил факты искривления скважин с объяснением причин: при высокой осевой нагрузке скважина отклоняется от вертикали.

В России первые измерения искривления провели в скважине № 14 Медно-Рудянского рудника на Урале (по информации А.К. Болдырева). Искривление ствола скважин при алмазном бурении на Урале подробно описано И. С. Васильевым. На Калтинском руднике заложили скважины № 7 и 16 близко друг от друга и под зенитным углом 30°. Обе пробурены в одних и тех же горных породах. На глубине 213 м скважина № 7 отклонилась на 40° от заданного зенитного угла и на 37° по азимуту, скважина № 16 - на 55° от заданного зенитного угла. Обе скважины проектировались для уточнения залегания рудных тел на глубине 250 м, но из-за искривления они не выполнили своего назначения. На опыте бурения этих скважин И.С. Васильев отметил, «что искривление ствола будет тем больше, чем тверже горная порода, отчетливее сланцеватость, больше давление на коронку, больше её размеры, меньше угол между плоскостью торца коронки и сланцеватостью и выше скорость вращения».

Искривление ствола скважин обусловило появление измерительной аппаратуры и

накопление фактического материала, что позволило установить причины отклонения скважин от заданного направления, подметить ряд закономерностей искривления, наметить пути борьбы с искривлением.

Один из первых инклинометров (Кируна-аппарат) создан шведской железорудной конторой под председательством В. Петерсена в 1921 г.

В 1922 году нефтяная промышленность стала переходить на бурение вращательным способом. Все большее количество печатных работ посвящается естественному искривлению скважин и техническим средствам предупреждения данного явления. Автор первого фотоинклинометра Андерсен установил, что с глубиной скважина сильнее отклоняется от вертикали и изменение зенитного угла приводит к изменению азимута.

Известные иностранные исследователи Ф.Н. Лахе и Р.В. Мильс обобщили сведения об искривлении алмазных и нефтяных скважин, пробуренных вращательным и ударным способом, наряду с И. Повером, В.И. Вайтфордом, И.Л. Дауэром и Х. Пеннингтоном дали конкретные рекомендации по борьбе с искривлением ствола. Для уменьшения искривления рекомендовали соблюдать строгую вертикальность при забуривании, уменьшать зазоры между стенками скважины и бурильным инструментом, центрировать нижнюю часть бурильной колонны, снижать нагрузку на долото в сланцеватых горных породах по сравнению с массивными, повышать частоту вращения и контролировать нагрузку н породоразрушаюший инструмент.

В СССР интенсивно стали изучать искривление скважин, начиная с 1929 г. Журнал «Нефтяное хозяйство» публиковал реферативные переводы статей зарубежных специалистов по бурению, в том числе по искривлению скважин. В статьях М.А. Жданова, М.Г. Танасевича, К.П. Калицкого и др. обращено внимание на искривление нефтяных скважин, обоснована необходимость изучения закономерностей искривления при бурении роторным способом, ранее отмеченных И.С. Васильевым и А.Н. Динником. Следует отметить обобщающие работы сотрудника ГрозНИИ Маркелова Н.Н., разделившего причины искривления скважин при бурении роторным способом на геологические и технические. Он показал характер искривления скважин в зависимости от геологического строения района при проходке режущими долотами типа «РХ» и «Шарп-юз». К техническим причинам автор отнес чрезмерную нагрузку на забой, неправильное заложение скважины, нарушения нормальной циркуляции бурового раствора, несоответствующий тип и размеры бурильного инструмента и бурового оборудования, неудачный выбор скорости вращения долота и подачи. Н.Н. Маркеловым сделан вывод, что «если к факторам чисто геологического характера присоединить и факторы, зависящие от техники бурения, характер отклонения может измениться». Впервые было отмечено, что «предельной величиной» зенитного угла, когда долото начинает отклоняться вниз по падению пластов, является угол, близкий к углу трения между материалом инструмента и горной породой. Н.Н. Маркелов разработал методику искусственного отклонения скважин в требуемом направлении.

В 1938 году В.Г. Деркач все причины искривления разделил на зависящие от направления скважин и от работы буровой бригады. Он установил, что в крутопадающих пластах горных пород (65 – 80°) вертикальные скважины искривляются по падению пластов. При углах падения 50 – 60° скважины следует задавать только вертикально. Наклонные скважины в твердых горных породах могут пойти перпендикулярно плоскости напластования, а в мягких горных породах — стремятся к вертикали.

Более полное обобщение, систематизацию и теоретическое обоснование искривления нефтяных скважин, пробуренных роторным способом, сделали Г.С. Юзбашев и В.С. Федоров. Они заключили, что при вращательном бурении основной причиной ис-

кривления является потеря устойчивости и изгиб нижней части бурильной колонны в процессе бурения. К геологическим причинам искривления они относят: а) падение пластов горных пород (особенно при чередовании твердых и мягких пород); б) наличие валунов и конкреций, трещин и сбросов, каверн и пустот и т. д.

Определенный интерес представляют работы Б.И. Воздвиженского, Ф.А. Шамшева, И.А. Уткина, П.А. Кулле, В.П. Любимова. Значительным шагом в изучении закономерностей естественного искривления вертикальных скважин при бурении колонковым инструментом явились работы 1934 года П.Н. Торского. Автор разделил причины искривления на геологические и механические. Анализируя геологические причины, П.Н. Торский выявил закономерности, не потерявшие своего значения до настоящего времени. Им установлено, теоретически обосновано и практически подтверждено понятие критического угла встречи с плоскостью напластования пород. Своими исследованиями П.Н. Торский опровергает вывод некоторых исследователей о потере устойчивости нижней части бурильной колонны как основной причине искривления. Он утверждал, что скважины в однородных неслоистых породах почти не искривляются.

Большую работу по созданию измерительной аппаратуры и систематизации накопленного материала по измерениям искривления проделал в те годы Н.О. Якоби. Некоторым методам замеров искривлений ствола скважин он дал глубокое теоретическое обоснование.

В послевоенный период появилось значительное количество работ по естественному искривлению вертикальных скважин, как в СССР так и за рубежом.

В СССР естественным искривлением нефтяных и газовых скважин занимались С.М. Кулиев, М.П. Гулизаде, В.С. Федоров, Р.А. Иоаннесян, Д.М. Махмудов, С.А. Оганов, Ю.С. Васильев, А.Г. Калинин и другие исследователи и специалисты.

Изучению искривления скважин в колонковом бурении уделялось большое внимание. В 1954 году С.С. Сулакшин создал «Руководство по измерению искривления скважин», переработанное в 1960 г. Наиболее полно изучено естественное искривление в книге С.С. Сулакшина «Закономерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин». Интересные работы по изучению влияния анизотропии горных пород на направление отклонения скважины провели Ю.Л. Боярко и Ю.Т. Морозов, раскрывшие физическую сущность процесса искривления. Научно-практический вклад в изучение искривления скважин внесли А.И. Шахназаров, Н.П. Кнюпфер, В.А. Петросян, И.В. Шевченко, Н.А. Кулигин, К.И. Лошкарев, А.С. Сквирский, В.В. Шитихин, С.К. Иванов, В.Н. Михайловский, А.А. Сорокин, Б.З. Султанов, В.О.Белоруссов, Н.Ф. Фролов, Е.Ф. Фролов, В.Ф. Буслаев, А.С. Повалихин, К.М. Солодкий, С.Н. Бастриков и другие.

За рубежом известные исследователи естественного искривления скважин Г.Вудс и А. Лубинский изучали не только причины искривления скважин, но и возможности контроля искривления ствола скважины. Известны статьи других исследователей (С. Кнапп, Ц. Лайдхолм, Ф. Грозе и др.), освещавшие разнообразные аспекты искривления вертикальных скважин.

1.2.2. Сверхглубокие вертикальные скважины

Сверхглубокое бурение представляет собой многоцелевую проблему, затрагивающую интересы большинства наук о Земле.

Бурение глубоких вертикальных скважин с научными целями начали вести в нашей стране в послевоенные годы. Тогда в пределах Восточно-Европейской платформы, а за-

тем и в других регионах СССР начала осуществляться обширная программа опорного бурения. Опорные скважины должны были вскрыть наиболее типичные разрезы осадочного чехла Восточно-Европейской платформы. Бурение опорных скважин не преследовало достижение максимальных глубин, но показало их высокую научную эффективность исследования недр для изучения глубинного строения коры.

Важное место в развитии глубокого бурения с научными целями заняли в нашей стране так называемые параметрические скважины. Они проектировались для геологической интерпретации результатов геофизических работ, и в первую очередь сейсморазведочных. Эти скважины позволяли установить, к какому литологическому горизонту приурочены те или иные сейсмические границы. Параметрические скважины становились основными реперами при стратиграфическом и литологическом расчленении разреза крупных осадочных бассейнов нашей страны. Бурение опорных и параметрических скважин преследовало две цели: изучение разреза осадочного чехла и установление глубины залегания фундамента. Глубокое проникновение в кристаллический фундамент тогда не планировалось.

В настоящее время сверхглубокое бурение является новым методом познания недр нашей планеты. Мировой опыт строительства скважин глубиной 9 км и более, пока крайне скуден и ограничивается данными реализации проекта бурения Кольской скважины (СССР), КТВ (ФРГ) и программ бурения в океане Mohol, DSDP, ODP (США) и других.

Основными целями сооружения сверхглубоких вертикальных скважин являются:

- выяснение особенностей проявления геологических процессов, включая рудообразование;

- выяснение геологической природы сейсмических границ раздела в континентальной земной коре и получение данных о тепловом и водном режиме недр;

получение информации о вещественном составе горных пород и их физико-механическом состоянии, особенно зоны между «гранитными» и «базальтовыми» слоями земной коры;

- усовершенствование имеющихся и создание новой техники и технологии сверхглубокого (глубинного) бурения и комплексного оборудования для проведения геофизических исследований.

Основу всему этому составили: доклад Н.И. Андриянова, М.И. Ворожбитова, Д.М. Губермана и Б.Н. Хакаева «Сверхглубокое бурение для изучения земной коры», статья А.Осадчего «Легендарная Кольская сверхглубокая» (журнал «Наука и жизнь» №5, 2002), диссертация О.К. Рогачёва «Исследование и совершенствование забойных средств контроля и управления искривлением скважин» на соискание учёной степени кандидат технических наук (ВНИИБТ, М., 1976 г.). Значительное количество материала было использовано из монографии «Кольская сверхглубокая» (М., Недра, 1984) под редакцией профессора Е.А.Козловского.

При строительстве сверхглубоких скважин имели место значительные проблемы с обеспечением вертикальности ствола. Рассмотрению технологических мероприятий по предупреждению искривления ствола скважины, которые применялись при бурении сверхглубокой скважины на Кольском полуострове, посвящена значительная часть данного раздела. Многие из технологических мероприятий, реализованных в процессе проводки этой уникальной скважины, были впервые разработаны отечественными учёными и инженерами и до сих пор не имеют аналогов в мировой практике бурения. Рассмотрены также другие аспекты технологии бурения глубоких вертикальных скважин.

1.2.2.1. Научная программа сверхглубокого бурения

Успехи, достигнутые в изучении земной коры методом глубинного сейсмического зондирования, возросшее стремление разобраться в природе глубинных геологических процессов позволили советским ученым в начале 1960-х годов поставить перед бурением новую задачу — вскрыть, залегающие на большой глубине, кристаллические горные породы.

Н. А. Беляевский и В.В. Федынский в своей программе сверхглубокого бурения поставили задачу — получить при помощи ограниченного числа скважин представление о разрезе земной коры, начиная от осадочного чехла и кончая «базальтовым» слоем и границей Мохоровичича. Глубина планируемых скважин оценивалась ими в 15 км. Места расположения скважины были выбраны таким образом, чтобы каждая из пяти скважин полностью вскрывала какой-либо сейсмический слой, наиболее развитый в месте бурения, а все скважины позволили бы получить представление о различных слоях и типах континентальной коры. Осадочный слой должны были вскрыть скважины в Прикаспии, где толщина его максимальная. Скважина на Урале предназначалась для исследования строения осадочного слоя в геосинклинальном прогибе, где он видоизменен процессами вулканизма, метаморфизма и гидротермальной деятельности. Скважина в Карелии планировалась для вскрытия «базальтового» слоя. Для изучения состава «базальтового» слоя в двух различных по тектонической истории зонах (межгорная Куринская впадина и Курильская гряда) планировались еще две скважины. Скважина на Южных Курилах в случае успешного бурения должна была достичь раздела Мохоровичича, т. е. подошвы земной коры.

Важным шагом на пути к изучению глубинного строения недр было создание в 1964 г. во Всесоюзном научно-исследовательском институте буровой техники (ВНИИБТ) Проблемной лаборатории по бурению на мантию, которую возглавил профессор Николай Степанович Тимофеев (1912-1973 г.г.), а его сподвижником для решения этой проблемы был член-корр. РАН Владимир Владимирович Белоусов.

Коллектив лаборатории в течение 1964 - 1966 г.г. провел научный анализ технических проблем строительства сверхглубоких скважин и наметил стратегические пути решения стоящих задач. Были проанализированы все типы геологических условий, характерные для земной коры: изверженные породы, осадочные отложения, комбинации осадочных и изверженных, условия минимальной мощности земной коры, где возможно вскрытие поверхности Мохоровичича. Был сделан вывод о том, что для последовательного наращивания технического потенциала в соответствии с принципом от простого к сложному целесообразно решать проблему с соблюдением очередности бурения скважин, а именно в последовательности 1 - 3 - 2 - 4 названных разрезов земной коры (рис. 1.2). Так появилось решение о первоочередности бурения Кольской скважины (СГ-3) в кристаллических породах Балтийского щита, а затем - Саатлинской для вскрытия и изучения комбинированного геологического разреза.

Впоследствии руководство бурением скважины было передано Министерству Геологии СССР, основным куратором которой был министр геологии Евгений Александрович Козловский. По его инициативе была создана Кольская геологоразведочная экспедиция, которую возглавил Давид Миронович Губерман, который, успешно работал в творческом содружестве с Маратом Ивановичем Ворожбитовым.

Кольская сверхглубинная скважина была заложена в Печенгском рудном районе Мурманской области в 10 км от г. Заполярный неподалеку от Норвежской границы, где находится печенгский прогиб – огромная чашеподобная структура, как бы вдавленная в древние породы. Её происхождение связано с глубинным разломом.

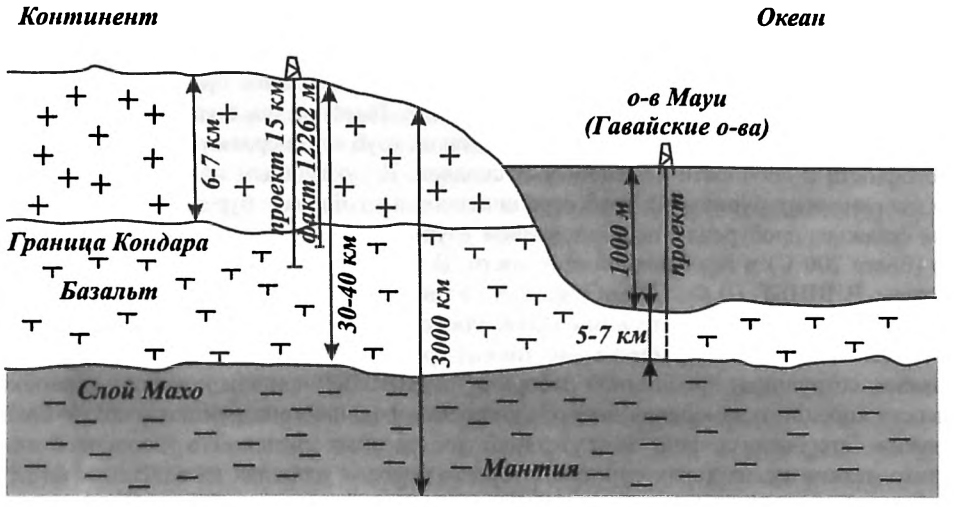


Рис. 1.2 Схема земной коры

Специалистами ВНИИБТ был закончен и утвержден Министерством геологии СССР технический проект первого этапа бурения (до 7 км) Кольской скважины СГ - 3 (авторы проекта Н.С. Тимофеев, М.И. Ворожбитов, Д.М. Губерман, О.Ю. Бергштейн, Р.В. Вугин, В.О. Белоруссов, А.Н. Кечекезян). Проект обустройства скважины был разработан Гипрогеолстроем (главный инженер проекта Г.И. Соколов), институтом ВНИИнефтемаш создан манифольд высокого давления (зав. лабораторией А.С. Николич) и циркуляционная система промывочной жидкости (зав. отделом М.Ш. Вартолетов). Институтом "ВНИИКАнефтегаз" в это же время был создан комплекс измерительной аппаратуры технологического назначения для буровой установки (главный инженер проекта В.С. Басович), а институтом "ВНИИэлектропривод" совместно с НИИтяжмаш и заводом "Уралмаш" — проект электрической части буровой установки (ведущие специалисты — Б.М. Парфенов и М.В. Мамкин).

Н.С. Тимофеев и сотрудники Проблемной лаборатории ВНИИБТ сформулировали принципиально новые требования к процессу бурения скважин на глубину более 10 км и показали перспективность применения при этом гидравлических забойных двигателей.

Значительным шагом в выборе стратегических решений в области техники и технологии бурения сверхглубоких скважин можно считать замену стальных бурильных труб на трубы из легких алюминиевых сплавов (ЛБТ). Удалось получить решающее преимущество, которое состояло в значительном снижении веса бурильной колонны, однако это смелое для того времени решение было связано для проектировщиков с определенным риском.

В пользу технологии турбинного бурения в сочетании с ЛБТ существуют следующие доводы:

- примерно в 2–2.5 раза уменьшаются прижимающие усилия бурильной колонны к стенке ствола и примерно в 2 раза – силы трения в скважине;

- одноразмерная по наружному диаметру бурильная колонна способствует снижению гидравлических сопротивлений и решению проблемы уплотнения устья скважины при борьбе с выбросами;

- повышается усталостная прочность колонны, снижаются отрицательные последствия вибраций;

- сокращается время спуско-подъема бурильной колонны.

Без облегченных бурильных труб из алюминиевых сплавов проводка скважин на глубину более 10... 11 км практически невозможна. Вместе с тем большие глубины ставят жесткие ограничения на использование таких труб из-за сравнительно низкой термостойкости и прочности алюминиевых сплавов. По указанным причинам возможности современных бурильных труб ограничиваются глубинами бурения 8...9 км. Кольская скважина пробурена с использованием труб из сплавов повышенной термостойкости (более 200°С) и повышенной прочности. В создании таких труб участвовали коллективы ВНИИБТ (В.Ф. Штамбург, Р.А. Утешев), ВНИИТнефть (Г.М. Фаин, А.С. Неймарк), ВИЛС, ВИАМ в тесном содружестве с заводом КМЗ им. В.И. Ленина.

Оценивая существующие на тот момент времени принципы выбора конструкции скважин, сотрудники проблемной лаборатории ВНИИБТ пришли к выводу о необходимости коренного изменения подхода к проектированию конструкции сверхглубоких скважин. Это было связано с отсутствием достоверных сведений о геологических и физико-механических характеристиках горных пород и условиях их залегания на глубинах, превышающих достигнутые показатели на тот момент времени. Проблема состояла в том, что из-за низкой достоверности исходных геологических данных невозможно было определить необходимое число обсадных колонн и глубину их спуска. Поэтому был разработан принципиально новый технологический процесс бурения опережающим стволом, при котором конструкция скважины формировалась непосредственно в ходе строительства скважины на основании текущей информации о геологическом разрезе.

Таким образом, к 1966 г. проблемной лабораторией ВНИИБТ были сформулированы основные принципы процесса бурения на недоступные ранее глубины, которые базировались на использовании отечественного способа бурения забойными двигателями, применении легкосплавных бурильных труб (ЛБТ), на технологии проводки скважины методом опережающего ствола, которые стали основой технических требований для специальной буровой установки.

После всестороннего обсуждения на межведомственном научном совете ГКНТ СССР по проблеме «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение» технические требования были переданы Научно-исследовательскому институту тяжелого машиностроения для разработки технической документации и последующего изготовления на заводе «Уралмаш» двух опытных экземпляров буровой установки для больших глубин. Разработкой уникального оборудования руководили главный инженер проекта буровой установки Г.В. Алексеевский и главный конструктор Отдела буровых установок В.В. Рудоискатель.

Научно-исследовательские работы по созданию технических средств для бурения на недоступные ранее глубины развернулись во ВНИИБТ - генеральном проектировщике Кольской и Саатлинской скважин. Успешному решению сложных задач по созданию уникальных технических средств способствовал опыт института по разработке буровой техники для строительства промышленных скважин на нефть и газ. Для проходки скважин в крепчайших горных породах было создано несколько типов бурильных головок шарошечного типа с твердосплавным вооружением (конструкторы П.В. Крючков, Я.А. Эдельман, И.И. Барабашкин). Группой специалистов во главе с одним из создателей отечественных турбобуров Р.А. Иоаннесяном сконструированы высокомоментные турбобуры для условий глубинного бурения.

1.2.2.2. Первый этап проходки Кольской скважины

Специально созданную экспедицию сверхглубокого бурения в городе Заполярный возглавил сотрудник Проблемной лаборатории ВНИИБТ Д.М. Губерман, участник разработки технического проекта бурения этой скважины.

Строительство комплекса объектов для строительства Кольской скважины началось в 1968 г., а скважина СГ-3 была забурена 25 мая 1970 г.

Разрез на всем протяжении первого этапа бурения был представлен высокопрочными крутонаклонными пластами слоистых горных пород.

Фактическая конструкция скважины:

- направление Ø 720 мм – 40 м, ствол Ø 920 мм;
- кондуктор Ø 324 мм – 2000 м, ствол Ø 393.7 мм;
- съемная колонна Ø 245.5 мм (ствол Ø 295.3 мм) – 2000 м;
- открытый ствол Ø 215.9 мм – ниже 2000 м.

Углубление с отметки 40 м велось опережающим (пилотным) стволом в основном шарошечными бурголовками Ø 212.7 мм: КС-212.7/60 ТКЗ; 21Н–К 212.7/80 ТКЗ; КС-212.7/60 ТКЗ–Н; КС–212.7/60 ТКЗ–НУ; 15Н–К 214/60 КЗ; 1Н–К 214/60 ТЗ; ИСМ-214.3/60 Т и др. В компоновках низа бурильной колонны для бурения с отбором керна использовался центратор ЦС–212.7 СТ.

Расширение ствола под кондуктор производили расширителем РД–445/640, а под направление – РД–920.

Сплошным забоем бурение осуществлялось трёхшарошечными долотами III215.9 ТКЗ–ГНУ, а расширение ствола под съемную колонну диаметром 245 мм – расширителем 4РШ-295.3/215.9 ТКЗ.

Принятый для бурения Кольской сверхглубокой скважины турбинный способ с отбором керна потребовал выполнения значительного объема исследовательских и конструкторских работ для создания соответствующих горно-геологическим условиям бурения забойных двигателей. Главные направления совершенствования известных технических средств в основном сводились к снижению частоты вращения вала турбобура при сохранении высокой моментной характеристики, повышению термостойкости опорных и уплотнительных элементов турбобура, увеличению их безотказности, моторесурса и надежности.

В решении указанных задач были достигнуты существенные успехи, которые подтверждаются проходкой скважины на рекордную глубину с помощью отечественных забойных двигателей при температуре в скважине до 200°С.

Кольскую сверхглубокую скважину до глубины 8000 м бурили высокомоментными турбобурами А7Н4С с наклонной линией давления и аналогичными турбобурами А7Ш в шпиндельном исполнении.

В процессе проводки Кольской скважины удалось создать низкооборотный турбобур с частотой вращения 100...200 об/мин. Такой режим работы увеличивает ресурс работы долота, повышает его производительность, что особенно важно при бурении на больших глубинах, когда каждый дополнительный метр проходки значительно сокращает время непроизводительных работ по спуску и подъему бурильной колонны.

Редуктор к турбобуру являлся ключом к решению проблемы достижения максимальной проходки за одну спускоподъемную операцию. Создание такого редуктора для работы на больших глубинах, при высоких температурах и вибрациях было сложной задачей. Сотрудники Пермского филиала ВНИИБТ под руководством Н.Д. Деркача. избрав маслонаполненный вариант выполнения редуктора, добились положительных результатов.

Первый этап бурения был завершен в мае 1975 г., когда скважина достигла 7263 м. К этому времени был пересечен разрез раннепротерозойской печенгской вулканогенно-осадочной серии и скважина вошла в подстилающие их архейские гнейсы.

В ходе бурения Кольской скважины, несмотря на высокую квалификацию ученых и проектировщиков, создававших технику и технологию бурения, в ряде случаев возникали непредвиденные ситуации, требовавшие оперативного изменения принятых ранее решений.

Успешное осуществление первого этапа бурения Кольской скважины оказало решающее влияние на разработку оптимального пути развития сверхглубокого бурения. Одним из важнейших технических достижений первого этапа бурения была отработка технологии проводки скважин в кристаллических породах до 7 км при помощи бурового оборудования и инструмента отечественного производства.

Результаты первого этапа строительства скважины СГ-3 подтвердили эффективность основных проектных технико-технологических решений.

1.2.2.3. Второй этап бурения Кольской скважины

После завершения в 1975 г. первого этапа проводки Кольской скважины буровая установка была демонтирована, а на ее месте возведен специально созданный комплект бурового оборудования «Уралмаш 1500» (рис. 1.3). Переоборудование бурового комплекса было закончено в 1976 г. и начался второй этап бурения до глубины 10500 м, рассчитанный до 1980 г.



Рис. 1.3. Общий вид наземного бурового оборудования Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3)

В процессе осуществления второго этапа бурения Кольской скважины был решен ряд сложных технических проблем. Так, на глубинах более 8...9 км контролировать работу долота по наземным датчикам и приборам оказалось практически невозмож-

ным. Возникла необходимость в поиске новых решений. Исследование различных направлений выявило перспективность гидравлического канала связи для передачи информации от забойных датчиков на поверхность пропорциональными импульсами давления в жидкости. Обоснование этому методу было дано специалистами ВНИИБТ Варламовым В.П., Рогачевым О.К. и Левитиным В.П.

В интервале 8028–8914 м были испытаны низкооборотные высокомоментные турбобуры А7ГТШ и ТРМ–195, комплектуемые турбинными и шпиндельными секциями турбобура А7Ш. В качестве забойного двигателя был запроектирован и винтовой двигатель Д2–172 М.

С глубины 8500 м углубление скважины велось, в основном, редукторным турбобуром. Редуктор представляет собой сменный узел в корпусе Ø 195 мм с системой маслозащиты и включает двухрядную зубчатую планетарную передачу с косозубым зацеплением Новикова. Термостойкость редуктора была увеличена до 250°С.

Редукторный турбобур ТРМ–195 обеспечивает частоту вращения породоразрушающего инструмента в пределах 80–250 об/мин. Это стало возможным при агрегатном методе компонования двигателя с использованием редукторной вставки РМ-195.

В качестве промывочной жидкости использовался глинистый раствор на водной основе плотностью 1.1-1.2 г/см^3 со смазывающими добавками.

Для бурения Кольской скважины созданы и применялись керноотборные устройства трех типов и их модификации:

- секционное турбодолото КТД4С–195-214/60–80;
- керноотборный снаряд КДМ–195-214/60;
- керноотборный снаряд с гидротранспортом керна МАГ–195–214/60.

Указанные устройства отличаются принципом действия и условиями их использования.

Секционное турбодолото КТД4С–195-214/60-80 представляет собой забойный двигатель турбинного типа, особенностью которого является выполнение вала полым по всей длине. Кроме основного назначения (передачи вращающего момента от турбины и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент) вал служит для размещения специального керноприёмника. Последний состоит из кернорвателя, кернопримной трубы, дренажного клапана, удлинителя и регулировочной головки. Для обеспечения неподвижности керноприёмника, размещенного во внутренней полости вращающегося вала турбины, в корпусе турбодолота применена специальная опора, на которой при помощи регулировочной головки подвешивается керноприёмник, который может быть выполнен съемным или стационарным.

Трёхсекционное шпиндельное керноприемное турбодолото КТД4С-195-214/60-80 по конструктивной схеме аналогично трёхсекционному шпиндельному турбобуру 3ТСШ-195. В конструкции данного турбодолота предусмотрено применение несъемного керноприемника для отбора керна диаметром 80 мм или съемного керноприёмника для отбора керна диаметром 60 мм. Все три секции турбодолота одинаковы, и каждая содержит пакет из 105 ступеней осевых турбин с профилированными лопатками. Проточная резинометаллическая или шарикоподшипниковая радиально-осевая опора размещена в отдельном шпинделе, присоединенном к нижней турбинной секции при помощи конусно-шлицевых муфт и корпусного переводника. Аналогично соединяются и турбинные секции. Опора керноприёмника размещена в верхнем переводнике, предназначенном для присоединения турбодолота к бурильным трубам.

Несъемный керноприёмник состоит из полых валов турбинных секций, шпинделя и специального патрубка, ввернутого в наставку шпинделя. Снизу к патрубку присоединен пружинный регулировочный узел, в который свободно вставлена компоновка

цангового и рычажкового кернорвателей. На полом валу верхней секции установлен эжекционный клапан, служащий для предотвращения попадания прямого потока промывочной жидкости на керн и очистки керноприемной полости от шлама.

Для работы с турбодолотом, оснащенным съемным керноприёмником, использовались бурильные головки КС212.7/60 СТ и ТКЗ, при работе с несъемным керноприёмником – бурильные головки 6В–К214/80 СЗ, 21В–К214/80 ТКЗ и их модификации.

Керноотборный снаряд КДМ–195–214/60 представляет собой комплекс инструментов, собранных в одну компоновку, для бурения вертикальных скважин с отбором керна в твердых абразивных породах. Он универсален, предназначен для роторного бурения и бурения с забойными двигателями. При турбинном бурении используется как подвеска, присоединяемая к валу забойного двигателя.

Снаряд может быть собран в одно-, двухсекционном и многосекционном исполнении. Длина керноприемной части одной секции 5.8 м. Секции соединяются между собой при помощи резьбы З-171 на конусах. Грунтоноски соединяются телескопически, что исключает необходимость регулировки их при сборке секций. Между верхним переводником и секцией устанавливается компоновка калибраторов центраторов РОП - 9В. Грунтоноска диаметром 83 мм подвешена в верхней части корпуса. Над бурильной головкой располагался калибратор - центратор РОП – 9В или ТРС - 9.

При отборе керна на больших глубинах происходило его «дискование», разрушение колонки керна на отдельные пластины-диски. При этом выход керна значительно снизился. В результате специально проведенных исследований было установлено, что керн разрушается на отдельные диски из-за высокого горного давления. Такой дискованный керн в процессе бурения самозаклинивается в керноприёмной трубе, препятствуя попаданию в неё новых образцов. Выяснению механизма этого непредвиденного явления позволило специалисту проблемной лаборатории ВНИИБТ О.Ю.Бергштейну найти новое техническое решение – керноотборный снаряд магазинного типа.

Керноотборный снаряд МАГ 195/60 (магазинный) представляет собой устройство, которое присоединяется к валу турбобура и снабжено системой гидротранспорта керна по приемной трубе в специальный керносборник. Эти снаряды с системой гидротранспорта, способные вместить до 20 м керна диаметром 60 мм, широко использовались при бурении Кольской скважины.

Более 70% ствола пройдено с отбором керна при среднем его выносе 40% в целом по скважине. С глубин более 5000 м средний выход керна составил около 30%, а с глубины более 9000 м это были порой отдельные куски толщиной 2-3 см, соответствующие наиболее прочным прослойкам.

Легкосплавные бурильные трубы с внутренними законцовками и коническими стабилизирующими поясками ЛБТВК–147 и стальные замки ЗЛК–178 к ним предназначены для бурения глубоких и сверхглубоких скважин турбинными и роторным способами. Соединение труба – замок, состоящее из конической трапецеидальной резьбы ТТ–138 в сочетании с гладкими коническими стабилизирующими поверхностями, исключает срез резьбы и усталостное разрушение, что значительно увеличивает надежность и долговечность легкосплавных бурильных труб. Наличие в соединении труба – замок конических поверхностей, сопряженных с натягом, а также внутренних упорных поверхностей обеспечивает высокую герметичность этого соединения.

В соединении применена разработанная ВНИИБТ трапецеидальная резьба с конусностью 1:32, шагом 5.08 и углом профиля 30°. Применение резьбы с сопряжением по внутреннему диаметру и одной стороне профиля позволяет точно выдержать заданную посадку по резьбе у свинченного соединения. Стабилизирующий поясок выполнен с конусностью также 1:32.

При бурении СГ–3 на больших глубинах использовали легкосплавные бурильные трубы ЛБТВК–147 из различных алюминиевых сплавов (Д16Т; 01953 и АК4–1) со стальными замками ЗЛК–178 (ранее ЗЛК–172) из стали 40 ХН и 40 ХМІФА. Применение различных алюминиевых сплавов для изготовления бурильных труб обусловлено различием условий работы труб по интервалам скважины, определяемым главным образом действующими напряжениями и температурой среды.

Стальные бурильные трубы ТБВК–140 с внутренней высадкой концов и коническими стабилизирующими поясками с замками ЗШК–178 предназначены для бурения глубоких и сверхглубоких скважин в тяжелых и осложненных условиях роторным и турбинным способами. Соединение трубы с замком, состоящее из конической трапецеидальной резьбы в сочетании с гладкими коническими поверхностями, исключает его усталостное разрушение. Наличие в соединении внутренних упорных поверхностей, а также сопряжение с натягом гладких конических поверхностей обеспечивают его высокую герметичность. При бурении СГ–3 использовали высокопрочные бурильные трубы ТБВК–140 из стали 30ХСГСНМ (ТУ 14–3–1002–81) и высокопрочные бурильные замки ЗШК – 178 из сталей 40 ХН (ГОСТ 4543–71) и 40ХМІФА (ТУ 14-1-2634–78).

При бурении скважины в зависимости от конкретных задач и геолого-технических условий применяли различные компоновки низа бурильной колонны (КНБК). По мере углубления ствола и накопления опыта компоновки совершенствовались. Наиболее важными были требования обеспечения максимального отбора керна и сохранения вертикальности ствола.

После очень крупной аварии в 1984 году, когда в результате проведения международного геологического конгресса в Москве скважина СГ–3 долгое время простояла без движения, началась серия забуривания обходных стволов и скважина стала многозабойной. Всего было пробурено 12 обходных стволов. Разветвленность скважины огорчила буровиков, но обрадовала геологов, которые неожиданно получили объемную картину внушительного отрезка древних архейских пород, сформировавшихся более 2.5 млрд. лет тому назад.

В июне 1990 г. СГ–3 достигла глубины 12262 м. Скважину решили пройти до глубины 14 км, но на отметке 8550 м произошел обрыв колонны бурильных труб. Несколько попыток достичь глубины 12262 м не удались, поэтому в 1994 г. бурение скважины прекратили и в настоящее время она представляет лабораторию для изучения различных процессов на больших глубинах в земной коре.

Средние показатели базовых параметров бурового процесса в целом по скважине СГ–3 составили: проходка за рейс – 8 м, механическая скорость – 2 м/ч, приведенная скорость СПО – 0.32 м/с, продолжительность одного спуско-подъёма инструмента при глубине 12000 м – 21 ч. Температура на глубине 12 км достигла 230°С.

1.2.2.4. Технология направленного бурения Кольской скважины

Основные проблемы, связанные с направленным бурением, заключались в сдерживании темпа искривления скважины, приведение искривленного ствола к вертикали и забуриваение обходных стволов в аварийных случаях.

Борьба с искривлением скважины велась непрерывно. В верхних интервалах бурения (до 7000 м) превалировал метод жесткого центрирования КНБК. Расчеты компоновок низа бурильного инструмента с центраторами, позволяющие управлять направлением скважины при бурении, были к тому времени детально разработаны сотрудни-

ками (А.Ф. Фёдоров, К.М. Солодкий) лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ.

При дальнейшем увеличении глубины скважины, когда применение компоновок с центраторами стало затруднительным из-за необходимости пропускания полноразмерных центраторов по стволу скважины, при применении маятниковых КНБК в значительной мере помогли рекомендации, разработанные И.Л. Барским и А.Б. Левиной.

Несмотря на использование технологических мероприятий по обеспечению вертикальности по мере углубления профиль скважины СГ-3 приобретал вид сложной пространственно искривленной кривой, причём ствол осложнялся всё большим количеством уступов и локальных искривлений в точках забуривания обходных стволов и в интервалах приведения ствола скважины к вертикали (рис. 1.4, 1.5).

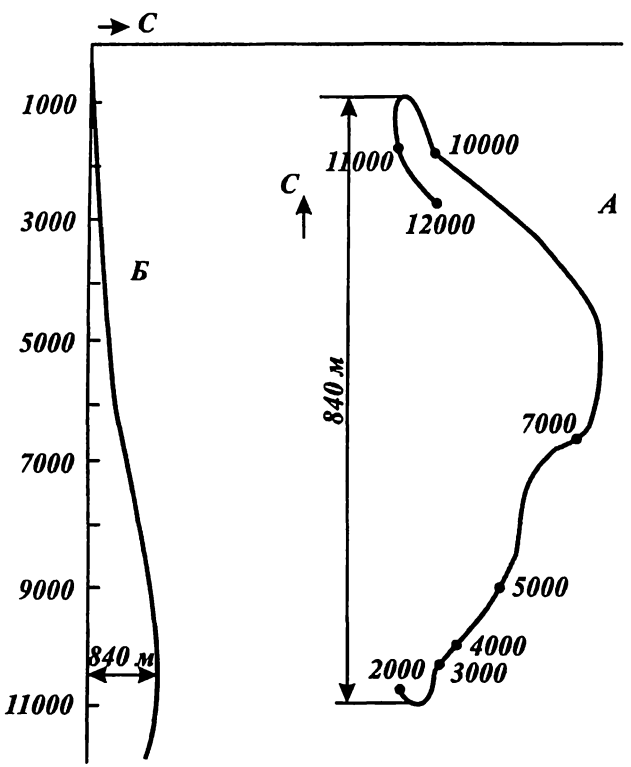


Рис. 1.4. Вертикальная и горизонтальная проекция ствола скважины СГ-3

Изменение формы сечения ствола по глубине явилось, по-видимому, основным условием потери устойчивости стенки ствола, формирования каверн и искривления ствола. Установлено, что направление искривления ствола, как правило, совпадает с большой осью эллипса поперечного сечения ствола.

Суммарный угол искривления скважины составил около 4-х радиан, а зенитный угол, начиная с отметки 500 м, через каждые 1000 м – 0; 0.5°; 5°; 3.5°; 5°; 9.5°; 4.5°; 6.5°; 9.5°; 12.5°; 6.5°; 16°, а на глубине 12000 м превысил 25°.

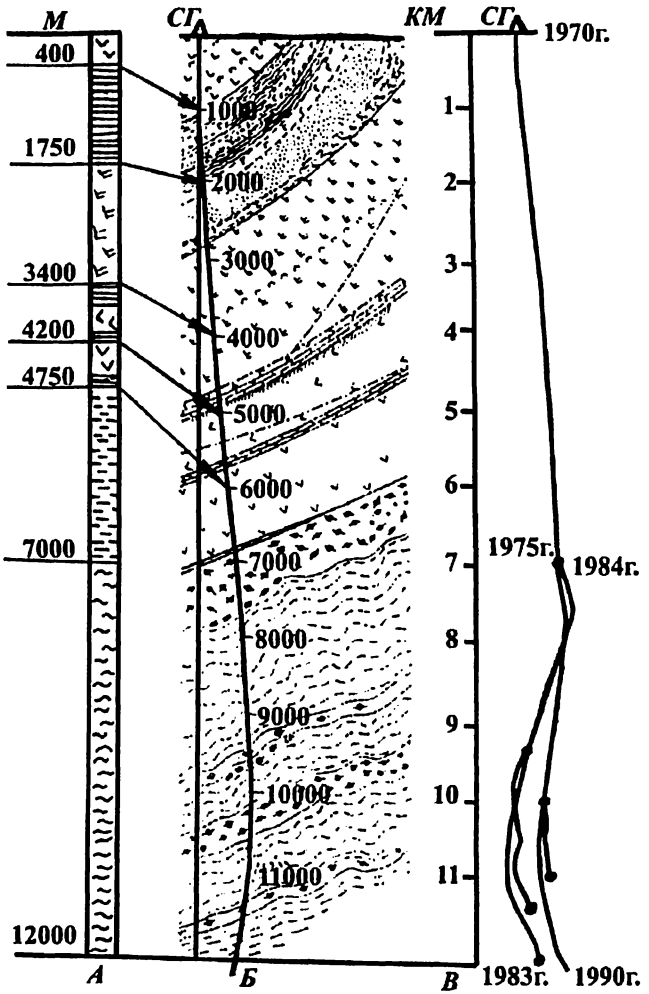


Рис. 1.5. Прогноз геологического разреза и профиль ствола скважины СГ-3.
А. Прогноз геологического разреза. Б. Геологический разрез, построенный на основании данных бурения СГ (стрелки от колонки А к колонке Б указывают, на какой глубине встречены прогнозируемые породы). На этом разрезе верхняя часть (до 7 км.) – толща протерозоя со слоями вулканических (диабазы) и осадочных пород (песчаники, доломиты). Ниже 7 км – толща архея с повторяющимися пачками пород (в основном гнейсы и амфиболиты) с возрастом – 2.86 млрд. лет. В. Ствол скважины со многими пробуренными и потерянными стволами (ниже 7 км).

При бурении скважины до глубины 5340 м для ориентированного приведения ствола к вертикали применяли КНБК, включающие либо турбобур с накладкой на шпинделе или с искривленным переводником, либо турбинный отклонитель (ТО).

Плоскость действия ТО ориентировали против кривизны ствола с помощью забойной телеметрической системы СТТ, которая состоит из глубинного передающего устройства, проводного канала связи, кабельного переводника, кабельной лебедки и

наземной аппаратуры. В общей сложности в СГ–3 проведено более 100 рейсов с использованием СТТ, задача которых заключалась в выправлении искривленного ствола.

Вследствие низкой жёсткости на кручение бурильной колонны, составленной из бурильных труб из алюминиевого сплава, модуль сдвига которого в три раза ниже аналогичного показателя стали, на глубинах ниже 3000 м возникли существенные проблемы с управлением турбинным отклонителем.

При бурении скважины СГ-3 научным сотрудником ВНИИБТ Рогачёвым О.К. впервые были проведены экспериментальные исследования перемещений турбинного отклонителя (ТО) при управлении его положением на забое с помощью бурильной колонны [107].

Оценка значений скорости перемещения в окружном направлении ТО при управляющем воздействии и области слежения за его положением была проведена при бурении интервала 4910-5087 м. При этом для приведения ствола скважины к вертикали применялся турбинный отклонитель ОТ-7½" с углом искривления корпуса 1.5°. Для контроля за положением ТО и параметрами траектории бурения применялась телеметрическая система СТТ-164 с электропроводным каналом связи. Бурение производили долотом 13Р-214. Компоновка бурильной колонны включала также три секции турбобура Ф7Н4С, 80 м УБТ-178, секцию ЛБТ-147 – 3000 м, секцию стальных бурильных труб СБТ-140.

По информации, поступающей от телеметрической системы, ТО приводился в требуемое положение ротором буровой установки. Для выявления характера поведения ТО на забое в течение всего долбления производилась регистрация как положения последнего относительно угла установки, так и угловые повороты ротора. При этом получены графики, которые представлены на рис. 1.6.

В процессе установки ТО в нужное положение на глубине бурения возникали существенные трудности в управлении ТО с помощью бурильной колонны. Даже при наличии точных сведений о текущей ориентации ТО оказалось очень сложным удерживать его в нужном положении путём поворота ротором всей бурильной колонны. При проведении работ было также установлено, что нижняя часть бурильной колонны из-за реактивного момента турбобура совершает значительные азимутальные перемещения около требуемого угла установки. В результате ТО удавалось удерживать только в определённом секторе, причём с явно выраженной тенденцией расширения сектора при увеличении глубины бурения и соответствующем уменьшении жёсткости бурильной колонны на кручение.

На рис. 1.7 представлен график распределения времени нахождения ТО относительно угла установки за четыре долбления в интервале 4910-5087 м.

Следует отметить, что работы по ориентированию ТО осуществлялись высококвалифицированными специалистами при наличии всех организационно-технических условий для качественного ведения работ на базе большого опыта управления ТО, полученного при бурении вышележащих интервалов ствола скважины. Тем не менее, как это видно из графика, удерживать ТО удавалось только в области (секторе) слежения 100-120°. При работах по приведению ствола скважины к вертикали ТО устанавливался против направления искривления ствола, что способствовало максимальной скорости его ухода из рабочей зоны.

При анализе экспериментальных данных была установлена переменная скорость круговых перемещений низа бурильной колонны (рис. 1.8). Из графика (рис. 1.8) следует, что величина средних скоростей перемещения ТО в области слежения уменьшается по мере приближения к её периферийным зонам.

При сопоставлении данных о движении ТО и соответствующих им поворотов ротора было установлено, что резкие повороты ротора, как правило, вызывают увеличение скорости перемещения нижнего конца бурильной колонны, что видно из рис. 1.8 в мес-

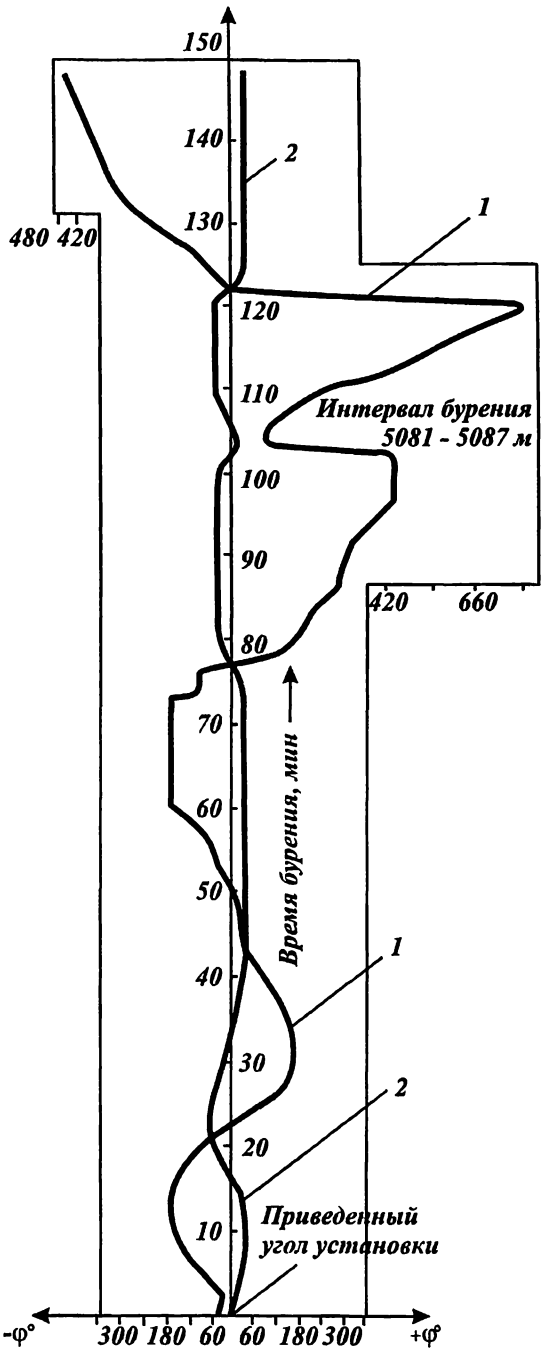


Рис. 1.6. Угловые перемещения ротора и турбинного отклонителя в процессе бурения. 1 – угловые повороты ротора. 2 - положение ТО по отношению к углу установки

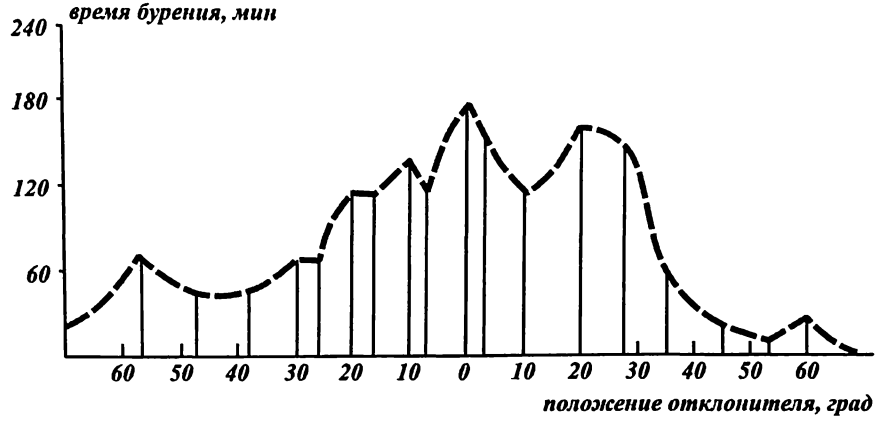


Рис. 1.7. График распределения времени расположения турбинного отклонителя относительно угла его установки

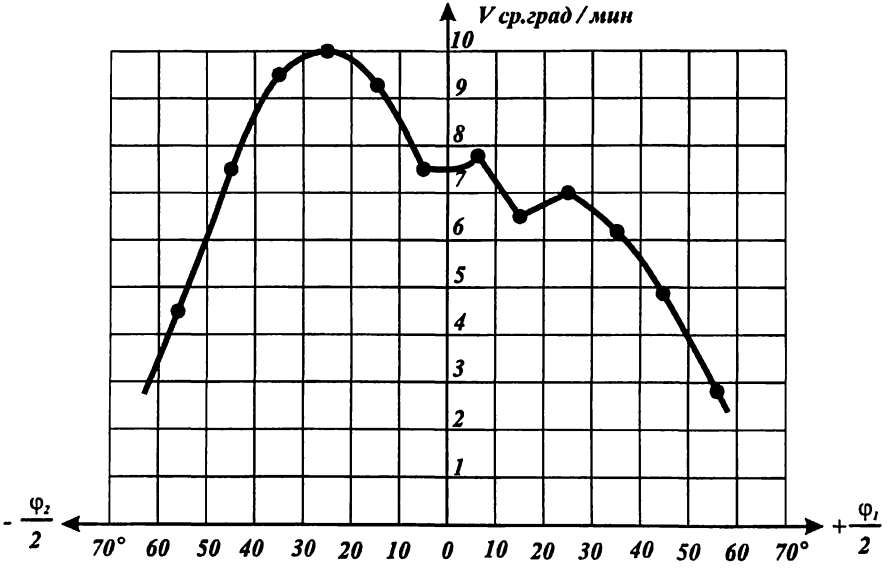


Рис. 1.8. Распределение угловых скоростей турбинного отклонителя в области слежения

тах, отмеченных на 78, 102 и 122 минутах бурения, в то время как при плавном повороте ротора с определённым темпом (участок кривой в интервале бурения 0-50 мин), кривизна графика движения ТО изменяется плавно и близка к синусоиде.

При изучении характера изменения средних скоростей движения ТО в области слежения было отмечено, что максимум скорости смещён влево от центра области. Причина этого смещения заключается в действии реактивного момента турбобура, который увеличивает скорость перемещения ТО при повороте бурильной колонны против движения часовой стрелки (рис. 1.8).

Изучение процесса управления ТО с помощью бурильной колонны на больших глубинах позволило обосновать основные параметры контроля за положением турбинного отклонителя в процессе бурения, которые явились основой технических требований к гидравлическому каналу связи, забойной и наземной аппаратуре. Бурили с ограничением механической скорости при наблюдении за изменением частоты вращения турбобура и периодическом отрыве долота от забоя.

Зарезка обходного ствола начинается с наработки уступа в течение четырех – шести рейсов в зависимости от величины зенитного угла в интервале зарезки. Бурильная колонна подбирается, так, чтобы при полном заходе ведущей трубы долото находилось на глубине нарабатываемого уступа. Наработка производится снизу вверх. Общая длина получаемого желоба над уступом составляет 30 - 35 м. Механическая скорость наработки снижается сверху вниз. Наличие уступа проверяется разгрузкой бурильной колонны с неработающим турбобуром.

После наработки уступа из компоновки убирают кривой переводник, и углубление ведут с ограниченной механической скоростью в интервале 80 - 100 м ниже уступа, затем переходят к бурению на нормальном режиме. Такими компоновками по описанной технологии в СГ-3 проводили зарезки второго ствола при значении зенитного угла от 13 до 2°.

Основываясь на опыте, накопленном при создании и эксплуатации забойных телеметрических систем типа ГТН, использование которых ограничено глубиной скважин 5000 м, специалистами ВНИИБТ и Кольской геологоразведочной экспедиции была разработана и внедрена при проходке СГ–3 с глубины 9745 м телеметрическая система контроля часты вращения турбобура с забойным генератором импульсов ГИЗ.03 и наземной приемной аппаратурой УНП-1. Наиболее ответственные узлы телесистемы, требующие повышенной надежности: передающее устройство, забойный генератор и гидравлический индикатор частоты вращения вала турбины, работающие в призабойной зоне в условиях повышенных температур, больших гидростатических давлений, химически активной среды и значительных вибраций.

Конструкция забойного индикатора ГИЗ.03 (рис. 1.9) включает маслонаполненный планетарный редуктор 2, входной вал которого через хвостовик 1 связан с валом забойного двигателя, а выходной – с кулачковым механизмом 3, преобразующим вращательное движение забойного двигателя в возвратно-поступа-тельное движение шток-клапана 5. Седло клапана 6 установлено в подвижном относительно корпуса «плавающем» поршне 7, который при спуске инструмента восходя-щем потоком поднимается вверх, обеспечивая переток раствора, а при работе генератора садится в гнездо, создавая регламентируемый зазор между клапаном 6 и седлом. В случае попадания в зазор между клапаном 6 и седлом крупных частиц шлама поршень 7, поднимаясь, увеличивает зазор и тем самым предохраняет редуктор и кулачковый механизм от перегрузок.

При глубине скважины более 5340 м применение активной компоновки на основе ТО для приведения ствола скважины к вертикали оказалось неэффективным в связи с усложнением операций по ориентированию турбинного отклонителя и значительным повышением затрат времени на их осуществление.

При дальнейшем углублении скважины в качестве средства борьбы с искривлением ствола была применена компоновка маятникового типа.

Принципиальная схема КНБК маятникового типа для приведения ствола к вертикали и забуривания обходных ответвлений скважины на больших глубинах приведена на рис. 1.10.

Основные направления повышения эффективности компоновки – максимальное

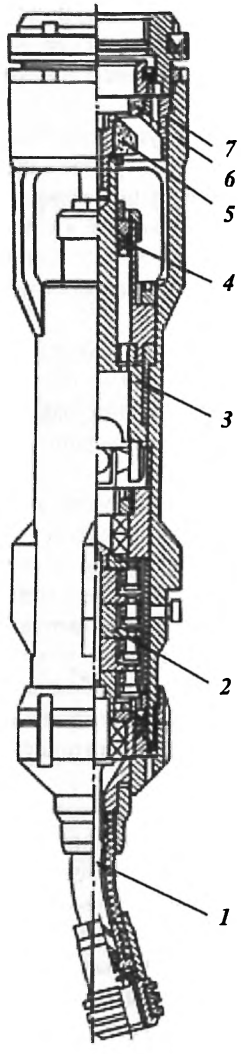


Рис. 1.9. Гидравлический индикатор частоты вращения вала турбобура

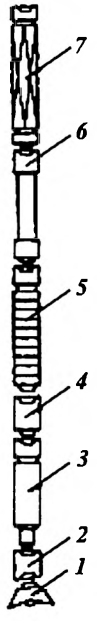


Рис. 1.10. КНБК маятникового типа. 1 – трёхшарошечное долото диаметром 215.9 мм; 2 – переводник (прямой или искривленный); 3 – турбобур А7Ш (одна секция); 4 – датчик турботахометра; 5 – свинцовый маятник длиной 14 м; 6 – СБТ-114×10 (гибкое звено); 7 – УБТ квадратного сечения

увеличение массы «маятника», повышение боковой фрезерующей способности долота, ограничение механической скорости проходки в интервалах, способствующих интенсивному росту зенитного угла.

При больших глубинах существенной проблемой стал оперативный контроль зенитного угла ствола скважины без использования инклинометров на кабеле. Для измерения зенитного угла ствола скважины инженером ВНИИБТ Рогачёвым О.К. был раз-

работан встраиваемый в бурильную колонну угломер, который мог располагаться непосредственно над долотом.

Принципиальная схема угломера, чувствительным элементом которого является шарик, приведена на рис. 1.11.

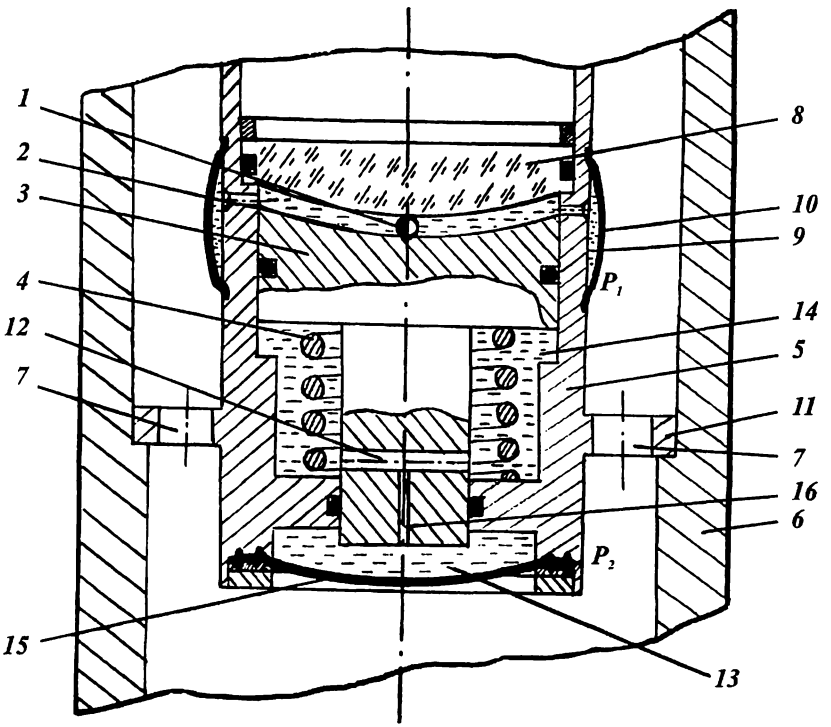


Рис. 1.11. Принципиальная схема шарикового угломера

В шариковом угломере стальной шарик 1 расположен на сферической вогнутой поверхности 2 поршня 3, подпружиненного пружиной 4. Корпус 5 угломера укреплён в трубчатом корпусе 6 с присоединительными резьбами и имеет тарировочные отверстия 7. Корпус 5 имеет герметизированные, заполненные маслом полости и соединяющие их каналы. В верхней полости, закрытой прозрачной сферической выпуклой крышкой 8, размещён поршень 3, который делит верхнюю полость корпуса 5 на две части: надпоршневую и подпоршневую. Надпоршневая часть верхней полости гидравлически связана с камерой 9, образованной диафрагмой 10 из эластичного материала и расположена под фланцем 11. Подпоршневая часть верхней полости 14 соединена каналами 12 с камерой 13 корпуса 5. Камера 13 закрыта эластичной диафрагмой 15 и расположена под фланцем 11. Гидравлическая связь камер 13 и 14 осуществляется через дроссельное отверстие 16, которое обеспечивает медленный переток масла и задержку времени для регламентированного фиксирования шарика 1 между поршнем 3 и сферой 8.

1.2.2.5. Осложнения, связанные с искажениями профиля и сечения ствола

С глубины 7500 м при подъеме бурильной колонны стали заметно увеличиваться силы сопротивления, достигнув 1000 кН при глубине скважины 8000 м. Суммируясь с собственным весом колонны, эти нагрузки до предела увеличили напряженное состояние бурильных труб, ограничив тем самым возможность дальнейшего углубления скважины. Начался поиск главных звеньев в сложной системе этого многофакторного явления. Оказалось, что стандартный подход к механизму трения, лежащему в основе исследуемого вопроса, лишь частично позволял снизить силы сопротивления. М.И. Ворожбитову совместно с сотрудником Кольской ГРЭ Басовичем В.С. удалось выявить существенное влияние малозначимого на первый взгляд факта - формы сечения ствола.

В резко искривленных интервалах в процессе механического воздействия бурильной колонны на стенку формировался ствол эллипсовидного сечения, что способствовало потере устойчивости горных пород под действием горного давления. Неправильная форма сечения ствола, наличие многочисленных каверн порождало «клиновые эффекты» и повышало силы сопротивления.

При значительном объеме спуско-подъемов и вращения бурильной колонны процессы трения и износа бурильных труб в скважине приобретают важное значение. Общие закономерности и возможные последствия этих процессов, в целом, оценены.

Интересны сведения д.т.н. В.И. Иванникова о возникновении струйного течения бурового раствора в скважине, которые он зафиксировал при работе на скважине СГ–3. Впервые с проблемой струйного течения столкнулись при бурении Кольской сверхглубокой скважины, где выход открытого ствола скважины составил более 7000 м. Кавернообразование, начавшееся с глубины 4800 м, вызвало аномальный темп роста сил сопротивления движению бурильной колонны в скважине (при вращении и при подъеме). Введение смазочных добавок в буровой раствор, которые ранее давали снижение сил трения на 30% и более, перестало оказывать влияние на показатели весовой нагрузки на крюке и крутящего момента на роторе. Контроль за содержанием твердой фазы в буровом растворе показывал, что значительная часть выбуренной породы не выносится из скважины. Определение объема циркулирующего в скважине раствора с помощью плавучих индикаторов позволило установить, что в кавернозной части скважины возникает струйное течение. Восходящий поток, начиная от забоя, формируется в диаметре долота 215.9 мм, остальной объем раствора, заполняющего скважину, остается без движения в виде геля, в котором накапливаются частицы выбуренной породы. Попытки очистить скважину путем увеличения производительности буровых насосов не имели успеха. Струйное течение бурового раствора в кавернозных скважинах создает условие для гидродинамического прихвата, суть которого состоит в следующем.

При значительном увеличении диаметра ствола скважины, по сравнению с номинальным диаметром долота, при спуске бурильной колонны в такую кавернозную скважину в гелеобразной массе бурового раствора в интервале каверн образуется канал, в русле которого при возобновлении циркуляции формируется восходящий поток. Вынос выбуренной породы в условиях струйного потока идет с осаждением шлама в застойной зоне, где образуется висячий шламовый «мешок». Во время циркуляции он находится в состоянии гидродинамического равновесия с потоком, а после остановки насосов оползает вниз, создавая сальниковую пробку, при затяжке которой возникает прихват. Промысловые исследования и наблюдения, проведенные при бурении глубоких скважин в Ухте, Астрахани, Тюмени показали, что шламовый «мешок» существует на расстоянии до 200

м от забоя. В Кольской сверхглубокой скважине шламовый «мешок» составлял по длине 800–1000 м, что создавало при вращении колонны на глубине 8500 м избыточный момент до 2000 кг·м и избыточную нагрузку при подъеме до 70 тонн.

Для предотвращения прихватов, когда при подъеме бурильного инструмента возникают затяжки в шламовом «мешке», предлагалось производить долив скважины через бурильную колонну, а не в затрубное пространство, как это делается обычно. Во избежание образования глинистых сальников предлагалось вводить в раствор природные и искусственные волокна (например, тонковолокнистый асбест) с добавками ПАВ для снижения гидравлических потерь давления.

1.2.2.6. Итоги бурения Кольской сверхглубокой скважины

Установлена инверсия показателя буримости горных пород с ростом глубины, наилучшим образом объясняемая изменением напряженного состояния забоя от действующей разности между горным и гидростатическим давлениями, расчетная величина которой достигла беспрецедентной для практики бурения величины более 200 МПа.

По данным К.Орфаниди на глубине 4500 м зафиксировано скачкообразное уменьшение плотности и скорости упругих волн в горных породах и при этом увеличилась их пористость и проницаемость. На этот факт указывает профессор Е.А. Козловский. Он сообщает, что в интервале от 4500 до 9000 м пачка горных пород имела меньшую плотность, чем расположенные выше пласты, то есть они находились в разуплотненном состоянии. В интервале 4500-11000 м обнаружены крупные зоны дробления с низкотемпературной гидротермальной минерализацией (сульфиды меди, железа, свинца и др.).

Ранее считалось, что пластовое давление изменяется по закону гидростатики. С глубиной, под действием геостатического давления (вес вышележащих толщ) горные породы сильно уплотняются и лишены пористости и проницаемости, поэтому при этом невозможно образование полезных ископаемых. Буровики на основании имеющегося опыта также считали, что с глубиной уменьшается механическая скорость разрушения горной породы за счёт уплотняющего действия геостатического (горного) давления. Однако данные, полученные при бурении скважины СГ-3, свидетельствуют о том, что давление, при которым происходит сжатие и уплотнение горных пород, представляющее разность между геостатическим и пластовым давлениями, с глубиной перестает наращиваться и на глубине 7-8 км приближается к нулю, благодаря чему породы и на больших глубинах сохраняют пористость и проницаемость и находятся в разуплотненном состоянии.

При бурении скважины СГ-3 получены новые данные о рудообразованиях в глубинных слоях земной коры. На глубинах 9000-12000 м встретились высокопористые трещиноватые породы насыщенные сильно минерализованными водами, что является одним из источников рудобразования. На глубинах от 9500 до 11250 м обнаружили золото, кобальт, никель и другие ценные элементы и минералы. Так в керне с этих глубин обнаружили повышенное содержание золота – до 1 г на 1 т породы.

Изменились представления и о тепловом режиме земных недр. На глубине более 6000 м получен температурный градиент 20°С на 1 км вместо ожидавшегося (как и в верхней части) 16°С на 1 км. При этом половина теплового потока имеет радиогенное происхождение.

Таким образом, в результате бурения Кольской СГ–3 скважины выявлено следующее:

- граница Конрада (граница раздела гранито-базальтовых горных пород) не была

обнаружена даже на глубине 12000 м, хотя геологами и геофизиками предполагалась её встреча на глубине 6000 - 7000 м;

- на глубинах 9000 - 12000 км встретились высокопористые трещиноватые горные породы насыщенные минерализованными водами, которые являются источниками рудообразования, что опровергло мнение геологов, утверждавших ранее о невозможности рудообразования, вследствие уплотнения пород с глубиной;

- известный температурный градиент изменения температуры с глубиной 1 градус на 33 м опровергнут бурением скважины СГ–3;

- обнаружено, что с глубины примерно 4000 м увеличивается механическая скорость бурения, что связано с увеличением разности между геостатическим (горным) и гидростатическим давлениями, а это в свою очередь с разупрочнением горных пород с глубиной;

- на глубинах 1600 - 1800 м вскрыты промышленные запасы медно-никелевых руд (новый рудный горизонт);

- на глубинах 9500 - 11250 м обнаружены ценные элементы и минералы (золото, кобальт, никель и др.), что говорит о больших запасах минерального сырья в земных недрах, которые постоянно восполняются;

- на глубине свыше 12000 м обнаружены газы и вода, что дает основание считать возможным существование живых существ.

Важным итогом является уточнение ряда представлений, существовавших только на основе расчетов. Так, не оправдалось предположение об ухудшении буримости с глубиной в твердых кристаллических породах. Более сложной оказалась проблема сохранения устойчивости приствольного массива горной породы. Пришлось корректировать методы расчета бурильной колонны с учетом сил сопротивления движению и температуры. Изучались возможности радиосвязи в пластах горных пород на больших глубинах. Уточнены представления о процессе отбора керна горной породы, находящейся в сложном пространственно напряженном состоянии. Не подтвердились теоретические данные о затухании импульсов давления промывочной жидкости на больших глубинах. Установлено, что с глубиной гидросигналы затухают, но с гораздо меньшим темпом, чем считалось ранее. Новые закономерности установлены для процесса управления и контроля азимута с помощью центраторов при безориентированном бурении в условиях заметного влияния горных пород на искривление скважины.

Достигнутая глубина скважины СГ-3 - 12262 м и выход открытого опережающего ствола более 9500 м являются рекордными показателями до настоящего времении.

С технической точки зрения главным итогом работ по бурению скважины СГ-3 является создание отечественного высокоэффективного технико-технологического комплекса для проходки стволов на столь большие глубины.

Кольская сверхглубокая скважина (СГ-3) является прорывом в земной космос и входит в десятку выдающихся достижений отечественных учёных и инженеров в XX веке.

1.3. Наклонно направленные скважины

1.3.1. Наклонные скважины

Идея бурения наклонных скважин реализована в России в конце XIX века. В 1843 г. русский инженер А.И. Узатис в труде «Курс горного искусства» обобщил опыт горного дела: «Буровые скважины могут быть вертикальными, наклонными и горизонтальны-

ми». Необходимость в наклонных скважинах появилась в начале XIX века при соединении двух подземных горных выработок вентиляционными отверстиями. Кратчайшим путем между выработками была наклонная прямая линия. Наиболее простым решением при бурении наклонной скважины ударно-канатным способом по прямой линии являлась установка направляющих под наклоном. По мере углубления и последующего расширения ствола направляющие опускались и закреплялись. Путем неоднократного сбрасывания долота по направляющим разрушали горную породу по наклонной прямой линии.

Протяженность таких наклонных скважин была 5–10 м. Дальнейшее развитие техники бурения позволило проводить наклонные скважины с поверхности земли значительно бóльших диаметров и протяженности. Впервые описана в технической литературе наклонная скважина, пробуренная с поверхности из-за неблагоприятного рельефа местности горным инженером С.Г. Войсловом недалеко от г. Брянск в 1894 г. Скважину бурили ударно-штанговым способом, но принцип отклонения забоя от вертикали использовали тот же, что и при ударно-канатном бурении. Для удобства проводки наклонного ствола буровую установку смонтировали под некоторым наклоном, что в сочетании с направляющими обеспечивало забуривание ствола в нужном направлении. После первой установки направляющих под наклоном получили в требуемом азимуте наклонный ствол, куда спустили промежуточную колонну, заменившую направляющие при дальнейшем углублении. С увеличением глубины уменьшался диаметр скважины и технических колонн, но принцип отклонения ствола оставался прежним. Наклонная скважина вскрыла водоносный пласт под зенитным углом 30°. В том же году С.Г. Войслов удачно закончил проводку наклонной скважины для ликвидации притока воды. Положение наклонного ствола в пространстве контролировали прибором, сконструированным в 1888 г. инженером И.Шимановским для измерения зенитного угла вертикальных скважин.

К концу XIX века существующие на тот момент времени технология и техника бурения позволяли проводить наклонные скважины протяженностью до 70 м в проектном азимуте с зенитным углом до 30°.

Успехи бурения наклонных скважин позволили начать разработку шельфа Каспийского моря в районе Биби-Эйбатской бухты. Идея разработки нефтяных горизонтов принадлежала инженеру Потоцкому, руководившему в 1906 г. засыпкой части Биби-Эйбатской бухты. В проекте предусматривалось наряду с бурением вертикальных скважин сооружение наклонных скважин под дно Каспийского моря.

В американской нефтяной промышленности при бурении вертикальных скважин ударно-штанговым способом в 1897–1900 гг. два раза устанавливали клин-отклонитель (уипсток) для ликвидации естественного искривления, но отсутствуют сообщения о бурении наклонных скважин ударно-штанговым способом. Первые попытки наклонного бурения сделаны в 1921–1924 г., когда на смену ударному способу пришел вращательный (роторный) способ. Однако принцип проводки наклонных скважин остался таким же, как и при ударном способе в России. Для сооружения наклонной скважины буровую установку ориентировали в требуемом направлении, затем приподнимали с одной стороны ротор так, чтобы квадратная (ведущая) труба отклонилась. При небольших отклонениях и незначительных глубинах достигали желаемых результатов, несмотря на недостатки метода по сравнению с бурением вертикальных скважин. Возникали затруднения при посадке роторных клиньев (для захвата бурильных труб) и наблюдались разрывы приводных цепей ротора. Более совершенный метод бурения наклонных скважин роторным способом создан на основе клина-отклонителя (уипстока), ранее применявшегося в ударном способе для борьбы с естественным искривлени-

ем вертикальных скважин и позволявшего изменять направление искривленных вертикальных стволов.

Применение клина-отклонителя в качестве средства изменения направления разрушения забоя и искривления ствола позволило осуществлять проводку наклонных скважин по профилю с вертикальным участком. Вместо наклонных скважин с проектным прямолинейным профилем стали проектировать скважины с профилем из двух участков: вертикального и искривленного. Клин-отклонитель спускали ориентированно в требуемом направлении с помощью теодолитов, а положение ствола в пространстве контролировали магнитным инклинометром.

Технологический процесс бурения наклонных скважин роторным способом получался прерывистым, так как вместе с клином-отклонителем требовалось использовать зарезные долота малого диаметра для забуривания или отклонения ствола от первоначального направления на глубину одной бурильной трубы с последующим расширением долотами больших диаметров (рис. 1.12).

Разработанный в США метод бурения наклонных скважин роторным способом до тридцатых годов оставался наиболее совершенным. Когда наша молодая нефтяная промышленность столкнулась с необходимостью бурения наклонных скважин роторным способом, российские специалисты использовали накопленный зарубежной опыт. Первую наклонную скважину № 300 пробурили роторным способом в 1934 г. в северной части о. Артема с использованием клина-отклонителя. Большую часть наклонных скважин пробурили в 1934-1936 гг. по двухинтервальному профилю, как и при бурении первой наклонной скважины.

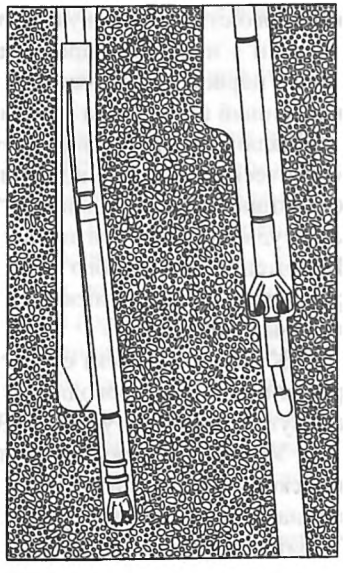


Рис. 1.12. Технология отклонения ствола скважины от вертикали при бурении наклонных скважин роторным способом

В 1934 г. была предпринята неудачная попытка бурения наклонных скважин на грозненских промыслах. Геологические условия залегания продуктивных горизонтов в Старогрозненском районе потребовали заложения ещё нескольких наклонных скважин, часть из которых пробурили с посредственными результатами, что послужило основанием для совершенствования метода наклонного бурения.

Предложенный инженерами А.Н. Шаньгиным и Н.А. Кулигиным прием ориентирования клина-отклонителя на забое повысил точность его установки и сократил подготовительно-вспомогательные работы за счет ориентирования в любое время суток независимо от метеорологических условий. Этого мероприятия было недостаточно для коренного улучшения технологического процесса и поэтому в период 1937–1939 гг. не удавалось с достаточной точностью смещать забой скважины в заданном направлении.

В 1938–1941 гг. происходит скачок в развитии технологии бурения наклонных скважин роторным способом благодаря новым видам клина-отклонителя и более высоким требованиям к выполнению проектного профиля. Инженеры В.М. Пирогов, С.Ф. Выборных и С.Я. Литвинов изменили конструкцию инклинометра Шлюмберже, при-

меняемого с 1931 г., что расширило диапазон измерения зенитного угла с 25° до 38°. В 1940 г. испытали инклинометр МЧС-1, предложенный инженерами Морозовым, Черноусовым и Строцким. Метод наклонного бурения применяли на грозненских промыслах вплоть до 1947 года, потому что вертикальными скважинами не удавалось вскрыть продуктивные пласты поднадвига. Использование технологии наклонного бурения роторным способом на бакинских и особенно на грозненских промыслах показало, что лишь небольшое число скважин пробурено в соответствии с проектным профилем. Вследствие аварий и потери направления подавляющее большинство наклонных скважин не достигали цели. Аварии возникали из-за желобов в стенках и уступов в местах установки клина-отклонителя. Увеличение числа спускоподъемных операций, снижение механической скорости бурения при зарезке наклонного ствола, увеличение времени бурения из-за сложности технологического процесса и спуска дополнительных промежуточных колонн привели к уменьшению коммерческой скорости проходки наклонных скважин по сравнению с вертикальными.

Создание забойного двигателя-турбобура явилось революционным шагом в области направленного бурения. Перенос привода долота на забой позволило осуществлять непрерывное отклонение ствола в процессе углубления скважины и плавное контролируемое искривление ствола скважины.

Практически осуществить турбинный принцип привода долота при бурении удалось в 1923 г. инженеру М.А. Капелюшникову. Это был одноступенчатый редукторный турбобур (рис. 1.13).

С начала развития турбинного бурения инженером М.А. Гейманом в 1936 г. была предпринята попытка бурения наклонных скважин с помощью турбобура с искривленной бурильной трубой. Создание работоспособного многоступенчатого турбобура П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, М.Т. Гусманом и Э.И. Тагиевым дало реальную возможность использовать его для искривления ствола скважины и забуривания наклонных стволов. В 1939–1941 гг. они разработали принципиально новый метод бурения наклонных скважин турбинным способом с неподвижной колонной бурильных труб, основанный на изменении направления разрушения породы в процессе углубления ствола. Метод позволил отказаться от технологии последовательного забуривания наклонного ствола с клина-отклонителя и его расширения специальными долотами малых диаметров и расширителями.

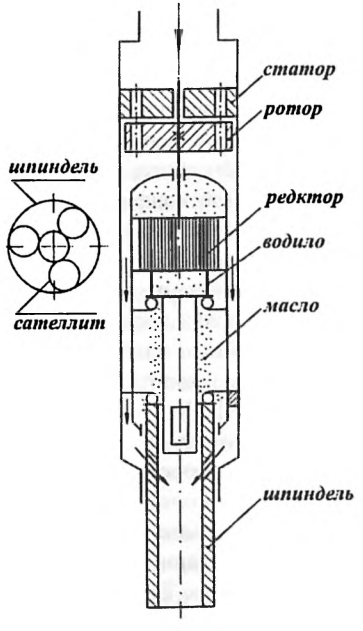


Рис. 1.13. Схема одноступенчатого редукторного турбобура М.А. Капелюшникова

В 1941 г. впервые в мире на бакинских промыслах турбинным способом пробурена наклонная скважина,что положило начало новому направлению в области строительства скважин. С 1943 г. турбинное бурение наклонных скважин находит широкое применение на краснокамских промыслах.

В 1944 г. бурение наклонных скважин турбинным способом возобновили на бакинских промыслах, а с 1947 г. и на грозненских промыслах. К 1948 г. были пробурены десятки наклонных скважин с неплохими техническими показателями, но ниже показа-

телей бурения вертикальных скважин. Возросшие объемы бурения, а также более жесткие допуски на отклонение забоя от проектной точки по продуктивному пласту требовали совершенствования технологии бурения наклонных скважин. В 1946 г. бакинские инженеры И.П. Галюта и А.С. Сквирский предложили упрощенный прием ориентирования турбобура-отклонителя. Эта технология позволила сократить время на вспомогательные работы, связанные с бурением наклонных скважин. Несмотря на недостаточную точность этого способа ориентирования, он быстро вытесняет ранее применявшиеся способы с помощью визиров и теодолитов, заимствованные из американской практики. В 1945–1946 гг. в лаборатории бурения ГрозНИИ А.Н. Шаньгиным и Х.И. Бугаевым проведены аналитические исследования работы КНБК. На основании результатов исследований предложен в качестве отклоняющего элемента жесткий искривленный переводник в сочетании с утяжеленными бурильными трубами, который устанавливался над турбобуром вместо изогнутой бурильной трубы.

В 1946 г. К.И. Лошкарев, А.Н. Шаньгин и Дорошевский и сконструировали устройство для отклонения долота другого типа — эксцентричный ниппель. Применение новых типов отклонителей позволило значительно повысить скорость бурения наклонных скважин. Качество выполнения проектного профиля несколько улучшилось, чему способствовал более совершенный инклинометр ИШ-2, сконструированный грозненским геофизиком И.В. Шевченко. Метод турбинного бурения наклонных скважин продолжал совершенствоваться. В 1949 г. на бакинских промыслах испытали предложенный В.А. Амбарцумовым прибор для забойного ориентирования, позволивший бурить наклонные скважины в районах, где проводка сопряжена с осложнениями. Различные технические усовершенствования, широко используемые на краснокамских промыслах, позволили улучшить технологический процесс бурения наклонных скважин и проектирование новой конфигурации профиля, характерной для многопластовых месторождений. Профиль предусматривал возврат в процессе эксплуатации на вышележащий продуктивный горизонт.

Использование искривленного переводника в качестве отклонителя на краснокамских промыслах позволило достигнуть значительных отклонений забоя от вертикали. Прямолинейный наклонный участок этого профиля бурился с использованием КНБК, состоящей из долота, турбобура и восьмигранного жесткого удлинителя. Использование таких КНБК снизило интенсивность уменьшения зенитного угла. Изменение профиля наклонных скважин и возросший уровень техники и технологии повысили коммерческую скорость бурения, и к 1952 г. качество проводки наклонных скважин существенно улучшилось.

Использование при проводке наклонных скважин естественного искривления привело к созданию на Старогрозненском месторождении нового типа профиля пространственного. Такой профиль сократил интервал работы с турбобуром-отклонителем и повысил скорость бурения. В период 1947–1953 гг. на грозненских промыслах проводится экспериментальное бурение прямых наклонных скважин методом М.М. Бузинова для проверки теоретических основ проводки прямолинейных стволов, как роторным способом, так и забойным двигателем.

В 1951 г. в СССР впервые пробурили наклонную скважину электробуром на трубах. Этот метод бурения имеет более значительные потенциальные возможности, по сравнению с турбинным способом. Постоянная электрическая связь забоя с устьем позволила непрерывно в процессе бурения следить за положением ствола и электробура-отклонителя в пространстве.

С 1952 г. распространяется бурение наклонных скважин турбинным способом, чему способствует возросший уровень техники и технологии, развитие и совершенст-

вование измерительной аппаратуры. Наклонные скважины используются при кустовом бурении, при последовательном и параллельном двуствольном бурении одним комплектом бурового оборудования и инструмента, при бурении многозабойных и горизонтальных скважин. Значительные объемы эксплуатационного бурения наклонных скважин с добычей нефти механизированным способом вызвали более жесткие требования к выполнению проектного профиля, что привело к усовершенствованию турбинного способа бурения наклонных скважин, созданию новой конфигурации профиля, отвечающего уровню техники и технологии наклонного бурения.

АзНИИНД предложил проектный профиль наклонной скважины, состоящий из трех участков: вертикального, увеличения и снижения зенитного угла. Профиль широко применялся до 1959 г. почти на всех месторождениях СССР. Теоретические работы по технике и технологии бурения наклонных скважин обосновали использование коротких турбобуров для более интенсивного набора зенитного угла и секционных турбобуров с узлом соединения конструкции А.К.Мовсумова (для увеличения зенитного угла в интервалах бурения с применением утяжеленных растворов).

Во ВНИИБТ Ю.С. Васильев и Г.А. Шетлер создают (1956 – 1957 г.г.) отклонитель Р-1 для использования с односекционным коротким турбобуром. Большим достижением стало создание в 1956 г. сотрудниками ВНИИБТ стабилизатора, обеспечивающего выполнение прямолинейно наклонного участка профиля скважины, что раньше было сопряжено с большими трудностями. Значительно упростился технологический процесс бурения наклонных скважин с появлением в 1965 г. нового способа ориентированного спуска отклонителя, предложенного инженерами Матюшиным и Солдатовым. Годом позже Г.Н. Строцкий, Г.П. Малюга и Г.М. Ромм сконструировали забойный инклинометр ЗИ-1, обеспечивавший в сочетании с диамагнитными трубами точное ориентирование отклонителя с минимальным временем. Сотрудники ВНИИБТ Ю.С. Васильев и М.С. Онищенко сконструировали прибор для определения угла установки турбобура-отклонителя, интенсивности искривления, зенитного угла и азимута в конце каждого долбления. В 1956 г. Бронзов А.С. испытал данный прибор при бурении трехствольным методом наклонных скважин № 333/335/336 на Покровском нефтяном месторождении.

Накопленный опыт позволил специалистам ВНИИБТ в 1957 г. разработать временную инструкцию по бурению наклонных скважин турбинным способом. В этом же году для улучшения качества проводки наклонных скважин и упрощения технологического процесса бурения А.С. Бронзов, Ю.С.Васильев и Г.А.Шетлер предложили способ ориентирования турбобура-отклонителя и прибор для его выполнения.

К 1959 г. в результате значительного упрощения технологического процесса и инструктивных указаний ВНИИБТ строительство наклонных скважин кустовым методом (Радаевское и Якушнинское нефтяные и Рудковское газовое месторождения) становится рентабельным в условиях равнины, где считалось целесообразнее бурить во всех случаях вертикальные скважины.

В период 1959–60 гг. на бакинских промыслах с доминирующими наклонными скважинами инженер Лукошнин начал внедрять упругий наддолотный отклонитель и стабилизатор (резиновый), устанавливаемый на корпус турбобура. Применение стабилизатора позволило перейти на трёхинтервальный профиль с наклонно направленным участком, вместо профиля с участком естественного уменьшения зенитного угла, разработанного АзНИИНД и считавшегося до того наиболее рациональным. В последующие годы в нефтяной промышленности получает распространение бурение скважин малого диаметра.

Научные основы технологии направленного бурения, конструкций специальных

технических средств, определивших направление развития технологии и техники бурения наклонных и горизонтальных скважины были созданы учёными и инженерами отдела специальных методов бурения ВНИИБТ.

Теоретические исследования в 1960 г. А.С. Бронзова, Ю.С. Васильева и Г.А. Шетлера позволили сделать вывод, что скважина искривляется при совместном действии опрокидывающего момента и результирующей отклоняющей силы, и разработать совместно с М.С.Онищенко турбинный отклонитель ОМТ, обеспечивающий разрушение забоя торцом долота за счет ассиметричного разрушения забоя. С новым турбинным отклонителем стало возможным строительство наклонных скважин турбинным способом долотами диаметром от 120.6 до 295.3 мм. Важными особенностями отклонителя типа ОМТ являются обеспечение расчетной интенсивности искривления в диапазоне 0.5–5°/10 м с полноразмерным забойным двигателем, искусственное искривление стволов малого диаметра и эффективная зарезка наклонного ствола с цементного моста на большой глубине.

В зарубежных странах на тот момент времени наклонные скважины бурили роторным способом, используя для направленного искривления ствола клин-отклонитель или его аналоги. Несмотря на достижения техники и технологии бурения наклонных скважин роторным способом французский специалист М.В. Тираспольский отмечал: «Специалисты в области техники и технологии роторного бурения в течение нескольких лет изыскивают новые методы. По сравнению с турбинным бурением все методы кажутся искусственными и устаревшими. Турбобур ориентируют в нужном направлении на забое скважины с такой же легкостью и уверенностью, как определяют курс судна в море. Применение турбобура оправданно только для наклонного бурения». Эти высказывания подтвердились в 1959 г., когда США, ФРГ, Япония и Канада приобрели лицензию на изготовление турбобуров. Турбобуры изготавливались на месте или поставлялись из СССР и успешно использовались для бурения наклонных скважин на нефтяных и газовых месторождениях. В настоящее время не представляется возможным найти нефтяные или газовые промыслы, где бы не строились наклонные скважины с применением забойных двигателей.

Достигнутые успехи направленного бурения турбинным способом позволили Э.И. Тагиеву, С.Л. Залкину, О.А. Межлумову, М.А. Гейману, А.М. Григоряну, В.А. Брагину и другим создать основы горизонтального и многозабойного строительства скважин, намного опередив при этом зарубежных исследователей.

С широкомасштабным строительством кустовых скважин на нефтяных и газовых месторождения СССР связан важный этап развития научных основ технологии наклонно направленного бурения. Для решения задач по внедрению кустового способа строительства скважин в северных регионах страны во ВНИИБТ была сформирована лаборатория наклонно направленного и кустового бурения, которую возглавил профессор А.Г.Калинин.

Под руководством А.Г. Калинина была создана научная школа направленного бурения ВНИИБТ, в рамках которой, на основе изучения закономерностей формирования ствола скважины, были созданы научно-методические, технологические и технические решения, позволяющие осуществлять точную проводку наклонных и горизонтальных скважин по проектному профилю в сложных горно-геологических условиях.

Разработанные научными сотрудниками лаборатории (К.М. Солодкий, А.Ф. Фёдоров, А.С. Повалихин) научные положения используются по настоящее время и являются основой отраслевых и корпоративных документов, регламентирующих строительство наклонно направленных и горизонтальных скважин. На основе методико-математического обеспечения проектирования профиля наклонной скважины и КНБК

для его реализации разработан программный комплекс «Наклонно-направленное бурение – ННБ», который по своим функциональным возможностям намного опережал подобные зарубежные разработки своего времени.

Конструкторским коллективом лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ разработаны технические средства для направленного бурения, являющиеся и до настоящего времени основой технико-технологических комплексов для проводки наклонных скважин, созданы уникальные конструкции технических средств, некоторые из которых не имеют аналогов до сегодняшнего дня, и, к сожалению, незаслуженно забыты. Силами сотрудников данной лаборатории осуществлялось проектирование и научно-технологическое сопровождение строительства экспериментальных и опорно-технологических скважин на всех нефтегазовых месторождениях СССР и многих зарубежных стран.

Значительный вклад в развитие теоретических основ направленного бурения, в разработку новых технико-технологических решений и практическое их применение при бурении наклонных скважин внесли учёные и инженеры лаборатории наклонно направленного и кустового бурения ВНИИБТ: Ю.А.Аронов, И.Г.Архипов, В.В. Безумов, В.О. Белоруссов, В.М. Беляев, А.С. Бронзов, Ю.С. Васильев, М.А. Великосельский, В.А. Голов, Л.М. Дюков, А.Г. Калинин, В.Ф. Мочалов, М.С. Онищенко, А.С. Оганов, А.С. Повалихин, В.М. Попов, В.Д. Поташников, В.В. Прохоренко, Б.Ф. Сафонов, Г.Г. Семак, К.М. Солодкий, Л.А. Торшин, А.Ф. Фёдоров и др.

В развитии теории и практики искусственного искривления скважин определённые заслуги принадлежат исследователям: Г.А. Шетлеру, А.Н. Шаньгину, И.М. Мурадову, А.С. Сквирскому, Г.Н. Протасову, Г.М. Гевиняну, С.А. Оганову, М.П. Гулизаде, С.Л. Залкину, Я.А. Гельфгату, Л.Я Сушону, В.Ф. Буслаеву, С.Н. Бастрикову, В.В. Кульчицкому и многим другим учёным и инженерам нашей страны.

1.3.2. Скважины с большим смещением забоя и субгоризонтальные скважины

К 1970 г. технология строительства кустов из 3 ÷ 6 скважин с проектным смещением ствола до 1000 м была освоена и широко применялась на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Для дальнейшего увеличения числа устьев до 20 и более скважин на одной кустовой площадке необходимо было разработать технико-технологические решения, позволяющие бурить наклонные скважины со смещением забоя свыше 2000 м.

Работа по созданию технологии строительства скважин со смещением забоя свыше 2000 м осуществлялась на Усть-Балыкском месторождении в 1970 г. Основой для данной работы явился опыт проводки скважин № 501 и № 531 на этом же месторождении.

На основании анализа результатов бурения наклонных скважин на Усть-Балыкском месторождении специалистами лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ для экспериментальной скважины № 588 разработана следующая конструкция:

- направление диаметром 377 мм – 25м;
- кондуктор диаметром 245 мм – 600 м;
- эксплуатационная колонна 146 мм – 3100 м.

Проектный профиль скважины № 588 имел следующие основные параметры:

- глубина по вертикали – 2200 м;

- длина ствола – 3134 м;
- смещение на кровле целевого пласта – 2050 м;
- проектный азимут - 187°17';
- максимальный зенитный угол - 53°;
- вертикальный участок – 70 м.

Бурение искривленного интервала (72-617 м) под кондуктор производили КНБК, включающей долото диаметром 346 мм (№ 14), турбобур Т12М3-9", искривленный переводник (3° в интервале 72-372 м и 2°30' в интервале 372-617 м), УБТ-203 - 12 м, ЛБТ-147 - 12 м. На глубине 617 м зенитный угол составил 57° в азимуте 179°. Кондуктор диаметром 245 мм был спущен до проектной глубины и зацементирован без осложнений. Бурение наклонного ствола осуществляли турбинным способом различными стабилизирующими компоновками, конструкция которых приведена в табл. 1.1.

Фактический профиль ствола скважины приведен на рис. 1.14.

Как следует из табл. 1.1, наиболее устойчивой на проектной траектории была КНБК, включающая калибратор и турбобур с центратором типа СТК.

После проведения необходимого комплекса исследовательских работ скважина № 588 была обсажена 146 мм обсадной колонной. Скважина пробурена с коммерческой скоростью 3605 м/ст. мес. за 26 сут., что на 10 сут. меньше запланированного времени. Средняя проходка на долото составила 124 м при норме 86 м, а количество израсходованных долот – 25 штук при норме 36 штук. Бурением скважины № 588 было доказано, что в условиях Западной Сибири возможно строительство куста объединяющего до 40 скважин.

ТАБЛИЦА 1.1
СТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ КНБК ДЛЯ БУРЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ № 588

Интервал бурения м	Конструкция компоновки низа бурильной колонны	Зенитный угол, град.		Изменение азимута	
		от	до	град.	°/100м
817-1383	долото 214 мм; калибратор К-214; турбобур 3ТСШ-7½" (2 секции) с центратором СТК; УБТ178-37 м; ЛБТ147-25 м	57	61	+4	0.52
1383-1476	долото 214 мм; турбобур 3ТСШ-7½" (2 секции); УБТ178-24 м; ЛБТ147-25 м	61	57	-4	4.0
1476-2001	долото 214 мм; калибратор К-214; турбобур 3ТСШ-7½" (2 секции) с центратором СТК; УБТ178-24 м; ЛБТ147-25 м	57	44	-13	2.5
2001-2422	долото 214 мм; калибратор К-214; турбобур 3ТСШ-7½" (2 секции) с центратором СТК; УБТ178-24 м; ЛБТ147-25 м	44	36	-8	2.0
2422-2779	долото 214 мм; калибратор К-214; турбобур 3ТСШ-7½" (2 секции) с центратором СТК; УБТ178-37 м; ЛБТ147-25 м	36	31	-5	1.42
2779-3100	долото 214 мм; калибратор К-214; турбобур 3ТСШ-7½" (2 секции) УБТ178-24 м	31	24	-7	2.32

Дальнейшее развитие отечественная технология бурения наклонно направленных скважин с большим смещением забоя получила в связи с необходимостью разведки морских антиклинальных структур Одопту-море, Кеута-море, Южное Одопту-море расположенных на расстоянии свыше 2 км от берега о. Сахалин в Охотском море.

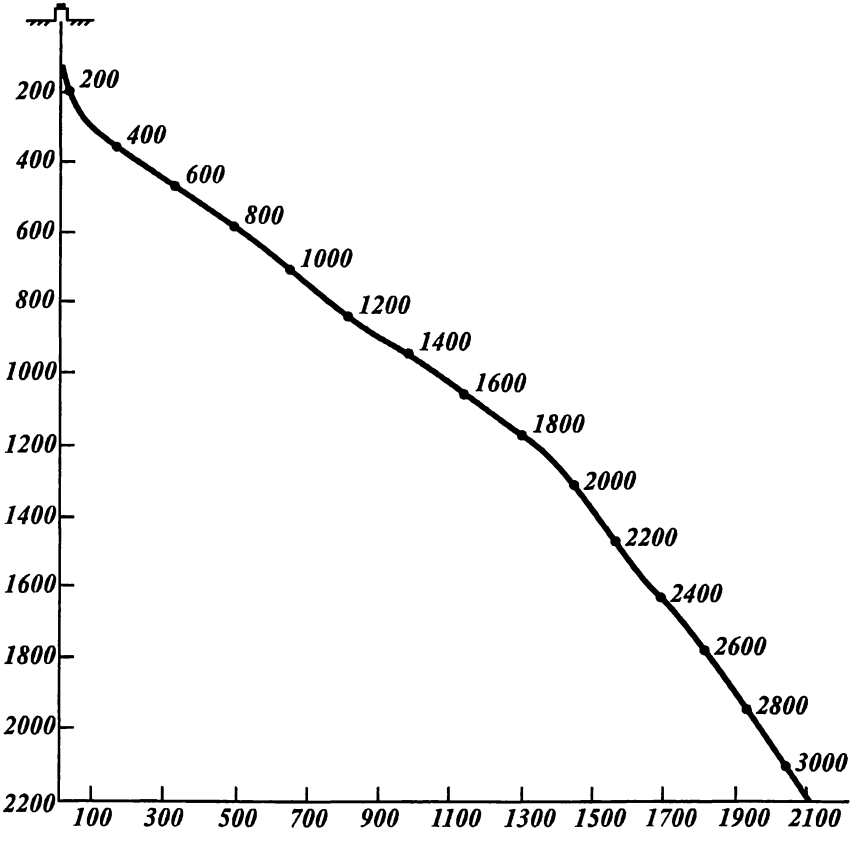


Рис. 1.14. Профиль скважины № 588 на нефтяном месторождении Усть-Балык

Работы по проводке опорно-технологических наклонных скважин со смещением забоя от вертикали более 2000 м при глубине залегания продуктивных горизонтов 1750-2200 м проводились силами ПО «Сахалиннефть» под руководством и непосредственном участии начальника отдела бурения Б.А.Никитина при научно-методической и технической помощи лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ (зав. лабораторией А.Г.Калинин).

В начале 70-х годов было пробурено три наклонных скважины, у которых смещение забоя от вертикали превысило 2000 м. Смещение скважин № 4 Одопту-море и № 5 Одопту-море составило 2328 м и 2323 м соответственно.

В феврале 1972 года закончена бурением скважина № 1 Одопту-море с рекордным для отечественной практики бурения на тот момент времени смещением 2453 м при вертикальной глубине 2262 м (рис. 1.15). Для обеспечения проектного смещения забуривание наклонного ствола предусматривалось в непосредственной близости от устья скважины, что привело к необходимости применения конструкции, предусматривающей спуск обсадных колонн большого диаметра в сильно искривленный ствол.

В соответствии с проектом первое направление ∅630 мм спустили на глубину 5 м, второе направление ∅426 мм — на глубину 40 м.

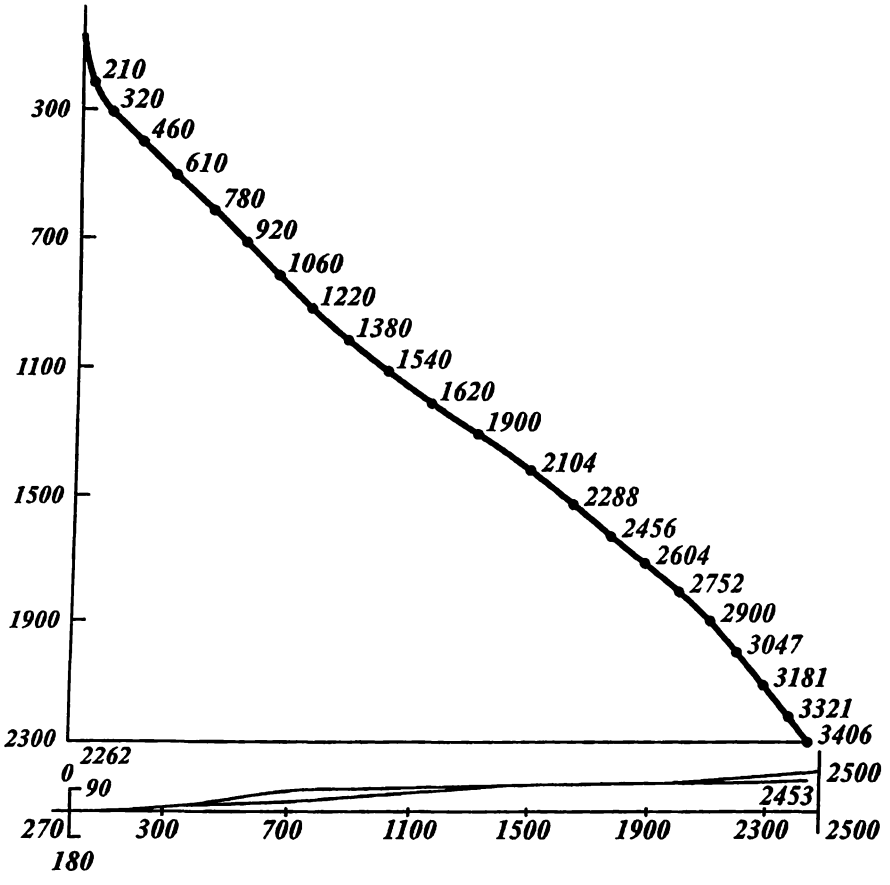


Рис. 1.15. Вертикальная и горизонтальная проекция фактического профиля скважины № 1 Одопту-море.

При бурении под кондуктор использовался метод искривления скважины опережающим стволом, в соответствии с которым сначала осуществляется бурение долотом диаметром 269 мм, а затем производится расширение ствола до необходимого для спуска обсадной колонны диаметра. Промысловые исследования данного метода проводились при бурении первых скважин с большим смещением забоя, в том числе и при бурении скважины № 1 Одопту-море, которые позволили отработать технологию искривления опережающего ствола в горно-геологических Северного Сахалина и его последующего расширения при зенитных углах ствола от 40° до 70°.

До глубины 745 м при бурении ствола под кондуктор диаметром 299 мм применялась следующая КНБК: долото типа 269.9-МГН, наддолотный калибратор К-269, турбинный отклонитель ОТС-9" (240 мм) с углом перекоса 1°30', УБТ-178 - 12 м, стальные бурильные трубы диаметром 140 мм. Ориентирование турбинного отклонителя производили с помощью постоянных магнитов, встроенных в стальной переводник, и инклинометра.

На глубине 610 м зенитный угол ствола составил 53° в проектном азимуте при средней интенсивности искривления 1° на 10 м проходки. Бурение с глубины 610 м до 745 м продолжали компоновкой в составе: долото 269.9-МГН, турбобур ТС5Б-9" с центратором диаметром

261 мм в виде накладок на корпусе на расстоянии 3.2 м от долота, стальные бурильные трубы диаметром 140 мм. При бурении данной компоновкой зенитный угол снизился с 53° до 49°30' с интенсивностью 2°36' на 100 м проходки.

Полученный ствол расширили до 394 мм следующей компоновкой: направляющая оправка диаметром 240 мм, стальные бурильные трубы (СБТ) диаметром 140 мм - 13 м, калибратор диаметром 269 мм, 6-шарошечный расширитель конструкции ВНИИБТ диаметром 394 мм, УБТ-203 - 2 м, калибратор ТШР-394, УБТ-203 - 2...12 м, калибратор ТШР-394, УБТ-203 - 12...48 м, стальные бурильные трубы (СБТ) диаметром 140 мм. На расширение интервала было израсходовано 7 расширителей.

Для проработки ствола скважины перед спуском кондуктора была использована КНБК в составе: направляющая оправка диаметром 240 мм, СБТ диаметром 140 мм - 13 м, ТШР-394 (шарошечный калибратор), трубный центратор диаметром 299 мм 12 м, ТШР - 394, УБТ-178 - 74 м, СБТ-140 мм.

С целью проверки качества ствола в скважину был спущен шаблон в составе: чугунный башмак диаметром 299 мм, секция обсадных труб диаметром 299 мм - 30 м, УБТ-178 - 30 м, СБТ-140 мм. После расширения, проработки и шаблонирования в ствол скважины с зенитным углом 53° на глубину 745 м был успешно спущен кондуктор диаметром 299 мм. Дальнейшее бурение ниже кондуктора (три первых долбления) осуществлялось компоновкой, включающей: долото типа С-ГН диаметром 269.9 мм, наддолотный калибратор диаметром 269 мм, турбобур ТС5Б-9 с центратором диаметром 260 мм, СБТ-140 - 700 м, ЛБТ-147х11.

В интервале 745...819 м зенитный угол уменьшился с 49°30' до 46°30' при интенсивности 2°45' на 100 м проходки. С целью малоинтенсивного увеличения зенитного угла, начиная с глубины 855 м, в КНБК было включено 24 м УБТ-178, а также увеличено расстояние до 4 м от долота до накладок и диаметр центратора доведен до 265 мм. Применение указанной компоновки при поддержании номинального диаметра центратора с помощью электродуговой наплавки (при износе накладок сверх допустимых значений) позволило увеличить зенитный угол до 60° на глубине 1830 м. Интенсивность набора зенитного угла при этом составила 1.29° на 100 м проходки.

Затем с целью прекращения роста зенитного угла в интервале глубин 1830-2080 м бурение производилось КНБК с уменьшенной длиной УБТ-178 (12 м) и без накладок на корпусе турбобура. Зенитный угол скважины был стабилизирован и оставался равным 60...61 .

Дальнейшее бурение до проектной глубины осуществлялось аналогичными компоновками с центратором диаметром 258...260 мм на корпусе турбобура. По мере износа наддолотного калибратора и накладок по диаметру происходило постепенное уменьшение зенитного угла. Интенсивность падения зенитного угла составила 1.8° на 100 м проходки, а конечный зенитный угол равнялся 45°. В связи с тем, что продуктивные горизонты были вскрыты на 120 м выше проектной глубины, и основная цель бурения скважины была осуществлена, приняли решение прекратить бурение при глубине 3406 м.

Важную роль в качественной проводке скважины имел жёсткий контроль за параметрами бурового раствора. Химическая обработка бурового раствора в процессе бурения скважины сводилась к предупреждению повышения вязкости, статического напряжения сдвига и водоотдачи в условиях воздействия пластовых вод и высоких температур. Это достигалось путём обработки бурового раствора известью, жидким стеклом и КМЦ. Для снижения липкости корки и уменьшения сил сопротивления при движении бурильной колонны в скважине в буровой раствор периодически добавляли графитовый порошок и нефть - до 5...10%.

В процессе бурения разведочных скважин на шельфе о. Сахалин отрабатывалась также технология искривления ствола и стабилизации зенитного угла при бурении турбинным способом долотами большого диаметра.

Конструкция скважины № 2 Одопту-море предусматривала спуск 324 мм обсадной колонны на глубину 1000 м в ствол с зенитным углом до 70°. Искривление ствола осуществляли с глубины 160 м с применением КНБК: долото диаметром 324 мм, турбинный отклонитель ТО-240 с углом перекоса 1°30', искривленный переводник 2°30' (над турбинным отклонителем), УБТ-229 – 10 м. В интервале 160-580 м данной КНБК зенитный угол ствола был увеличен до 43°30' с интенсивностью 1°30' на 10 м проходки. Так как при углублении отмечалась стабилизация зенитного угла, то дальнейшее искривление ствола до 70° производили методом опережающего ствола.

Искривление ствола скважин № 5 Одопту-море, № 3 Кеута-море, № 2 Астраханская-море производили компоновкой, включающей долото диаметром 324 мм, турбобур Т12М3-240, искривленный переводник 3°00', УБТ-203 – 10 м. Данной КНБК ствол скважины искривляли до 53° со средней интенсивностью 1°00'-1°36'.

В указанных скважинах проводились также работы по стабилизации зенитного угла при бурении долотами диаметром 394 мм. При этом использовался турбобур с центрирующими накладками на корпусе. Конструкция стабилизирующих КНБК включала следующие элементы: долото диаметром 394 мм, калибратор диаметром 390-392 мм, двухсекционный турбобур ТС5Б-240 с центратором в виде накладок на корпусе диаметром 370-380 мм, расположенных на расстоянии 3.6-4.0 м от долота, УБТ диаметром 203 мм или 178 мм длиной 12-28 м. При бурении данной КНБК на участках ствола длиной до 800 м уменьшение зенитного угла не наблюдалось.

Опыт проводки скважины с большим смещением забоя на о. Сахалин показал, что при увеличении зенитного угла и длины ствола скважины существенно ухудшаются показатели бурения, что связано с низкой нагрузкой на долото. С целью интенсификации процесса бурения в таких условиях были использованы долота типа ИСМ, оснащённые сплавом «Славутич», которые по сравнению с трёхшарошечными долотами позволили кратно увеличить проходку при сравнительно невысокой осевой нагрузке.

Так, например, при бурении скважины № 4 Одопту-море, ствол которой имел зенитный угол 59°30', в среднем по твёрдости разрезе 2129-3026 м, представленном алевролитами с прослоями песчаников, было выполнено 15 рейсов с долотами типа ИСМ. В случае использования шарошечных долот по данным ранее пробуренных скважин на проходку указанного выше интервала потребовалось бы 67 долот. При это была получена средняя скорость бурения 2.5-4.4 м/час, которая оказалась выше средних показателей работы шарошечных долот в ПО «Сахалиннефть». Отработка долот истирающего типа ИСМ производилась с турбобурами Т12М3-240, ТС5Б-240, 2ТСШ-240 при следующих параметрах режима бурения: осевая нагрузка на долото 6-10 тонн, производительность буровых насосов 35-45 л/сек, давление бурового раствора 110-140 атм.

Анализ работы долот типа ИСМ показал, что оптимальная нагрузка для таких долот в 2.0-2.5 раза меньше, чем для шарошечных долот [40]. Это является важным фактором в условиях бурения нижних интервалов скважины с большими зенитными углами, когда силы сопротивления не позволяют создавать необходимую для шарошечных долот нагрузку. При бурении скважин долотами типа ИСМ была также доказана возможность целенаправленного управления траекторией бурения.

При строительстве скважин с большим смещением забоя на Сахалине, наряду с турбинным способом, для проводки наклонных интервалов профиля использовался роторный способ бурения. За счёт применения роторного способа бурения на участке стабилизации зенитного угла в 1.5-2.0 раза увеличилась проходка на долото, в 2 раза сократилось

количество долблений. При бурении ротором стабилизация зенитного угла ствола скважины достигалась за счёт применения КНБК, включающих наддолотный калибратор, а также 1 или 2 центратора. Интенсивность изменения зенитного угла при бурении такими КНБК не превышала 1°00'-1°30' на 100 м ствола. При этом было отмечено, что в случае исключения наддолотного калибратора из состава КНБК происходит сильное (3-5° на каждые 100 м бурения) искривление ствола в азимутальном направлении.

Практика строительства скважин с большим смещением на Сахалине также показала, что основные проблемы при бурении связаны с возникновением дополнительных сил сопротивления движению бурильной колонны и проявляются в виде затяжек при проведении спуско-подъёмых операций, снижения осевой нагрузки на долото, прихватов колонны бурильных и обсадных труб. В основе данных явлений находятся фрикционные и адгезионные силы, обусловленные взаимодействием колонны бурильных труб с горной породой, слагающей стенку ствола и с фильтрационной коркой бурового раствора, а также с самим буровым раствором.

В процессе опорно-технологического бурения скважин с большим смещением забоя на площадях ПО «Сахалиннефть» были проведены исследования по оценке действующих в скважине сил сопротивления, на основании которых были получены усреднённые коэффициенты трения (сопротивления) бурильных и обсадных труб со стенкой скважины, позволившие более обоснованно решать вопросы выбора буровых установок и конструкции скважин, проектирования долотной программы, а также режима бурения.

Освоение нефтегазовых месторождений, расположенных на шельфе морей, потребовало разработки технологии строительства наклонных и горизонтальных скважин со сверхбольшим смещением забоя от вертикали. Необходимость в такой технологии ощущается и в старых нефтегазодобывающих регионах, где еще не освоенные нефтяные площади находятся под населенными пунктами, водоемами и природоохранными территориями. Опыт, полученный при строительстве кустовых скважин на месторождениях Западной Сибири, о. Сахалин и в других регионах, явился основой для разработки отечественной технологии бурения скважин со сверхбольшим смещением забоя.

В 1995 году специалистами ОАО «Роснефть-Сахалинмор-нефтегаз» разработана программа освоения Северного купола месторождения Одопту-море» с помощью скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя от вертикали (№№ 202, 201/203, 204, 209, 211, 210, 212, 208).

До 1997 года на Северном куполе месторождения пробурено пять поисково-разведочных скважин, которые позволили установить особенности геологического разреза бурения проектируемых наклонных скважин. Геологические данные, полученные при бурении разведочных скважин, а также опыт бурения наклонных скважин с большим смещением забоя, пробуренных к тому времени на о. Сахалин, позволили разработать следующую конструкцию скважин.

Направление ∅ 720 мм длиной 14 м заглубляется в грунт на глубину 5 м и забутовывается до устья.

Кондуктор ∅ 508.0 мм спускается целью предотвращения сообщения скважины с морем, перекрытия верхних неустойчивых пластов горных пород в приустьевой части разреза и перекрытия горизонтов с питьевой водой, залегающих до глубины 75 м, до перехода на буровой раствор на углеводородной основе, и цементируется до устья. Для разводки стволов скважин в кусте глубина спуска кондуктора изменяется от 90 до 120 м. Номинальный диаметр ствола под кондуктор - 660.4 мм.

Первая промежуточная колонна ∅339.7 мм спускается с целью перекрытия верхней части разреза, сложенной, в основном, слабосцементированными сыпучими песка-

ми, а также верхнего основного участка увеличения зенитного угла в целях снижения желобообразования и кавернообразования в данном интервале профиля, исключения грифонообразований при возможных нефтегазопроявлениях продуктивных пластов и цементируется до устья, причём в нижней части колонны на длине 300 м цементный раствор, выше - цементо-бентонитовый. Проектная глубина спуска данной колонны 1350 м. Номинальный диаметр ствола 444.5 мм.

Цель спуска второй промежуточной колонны ∅244.5 мм заключается в надежной изоляции проектного продуктивного пласта от вышележащих нефтеносных и водоносных горизонтов. В интервале от башмака колонны и на 50 м по вертикали выше кровли верхнего продуктивного пласта проектируется цементный раствор, из условия возможного возврата впоследствии на этот пласт, выше - цементо-бентонитовый раствор. Спуск второй промежуточной колонны производится порожней. Номинальный диаметр ствола 311.1 мм. Проектная глубина спуска колонны в скважине № 202 была принята 4000 м, спуск предусматривался с заполнением буровым раствором. Спуск 244.5 мм колонны на предлагаемую глубину снижает риски при спуске хвостовика до проектной глубины в горизонтальный ствол.

Хвостовик ∅168.3 мм спускается с перекрытием башмака предыдущей колонны на 50-100 м по стволу с фильтром в продуктивных интервалах, крепление производится по технологии манжетного цементирования. Номинальный диаметр ствола под хвостовик 215.9 мм.

Проектный профиль скважин состоит из четырех участков в вертикальной плоскости: вертикального, увеличения зенитного угла, прямолинейного наклонного и уменьшения зенитного угла. Бурение некоторых скважин производилось по девяти интервальному профилю в одной вертикальной плоскости, который включает участки:

- вертикальный;
- увеличения зенитного угла до 60°,
- наклонно прямолинейный при 60° длиной 40 м для установки погружного электроцентробежного насоса;
- второго участок увеличения зенитного угла;
- наклонно прямолинейный;
- навигационный интервал до кровли пласта;
- прямолинейно наклонный на 10-15 м по стволу ниже кровли пласта;

увеличения зенитного угла в пласте до значения, необходимого для вскрытия пласта;

- горизонтальный участок на 15-20 м по стволу ниже подошвы пласта.

Разработка Северного купола месторождения Одопту-море с береговой линии острова требует бурения скважин с отходами 4000-6000 м при коэффициенте отклонения свыше 4.

Важнейшими задачами при проводке скважин со сверхбольшим смещением наряду с достижением высоких скоростей бурения и выполнением заданной траектории являются:

- очистка бурового раствора от выбуренной породы;
- предотвращение кавернообразования и осыпей стенки ствола скважины;
- обеспечение нахождения бурильной и обсадной колонны в открытом стволе без движения и промывки продолжительное время;
- спуск обсадных колонн до проектной глубины.

Наклонно прямолинейный участок профиля скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя проектируется под большим зенитным углом, в результате чего значительно возрастают силы трения при проведении спуско-подъёмных операций, интенсив-

но накапливается шлам в нижней части сечения ствола, что многократно увеличивает риск осложнений. Наклонно прямолинейный ствол таких скважин пересекает разрез горных пород от башмака кондуктора до продуктивного пласта, включая зоны залегания неустойчивых пород с низкой прочностью. При этом горные породы разбуриваются под острым углом, в результате чего долото отклоняется в сторону пласта с меньшей прочностью, образуя локальные искривления в стволе скважины, которые усложняют подготовку ствола к спуску жестких обсадных колонн. Кроме того, из-за большой длины ствола скважин гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при циркуляции бурового раствора достаточно велики, что может привести к поглощениям или гидроразрыву пласта. Следовательно, выбор типа и параметров бурового раствора, режимов промывки, снижение коэффициентов сопротивления при циркуляции приобретает даже более важное значение, чем при проводке обычных наклонных скважин.

Проводка первой скважины № 202 производилась с использованием бурового раствора по рецептуре фирмы "Бароид" и при содействии специалистов этой фирмы. Бурение последующих скважин осуществлялось с применением инвертно-эмульсионного бурового раствора (БИЭР) по рецептуре института "СахалинНИПИморнефть" на основе отечественных материалов.

Бурение ствола под кондуктор производили только роторным способом.

Проводку ствола под первую промежуточную колонну осуществляли компоновкой с забойным двигателем комбинированным способом в режиме скольжения и вращения бурильной колонны.

Бурение под вторую промежуточную колонну и хвостовик в первых трех скважинах производилось, в основном, комбинированным способом КНБК на основе забойного двигателя-отклонителя. При бурении скважины № 209 использовалась система управляемого бурения с регулируемым стабилизатором. Корректировка азимута и, при необходимости, зенитного угла производилась забойным двигателем-отклонителем.

Для бурения ствола под кондуктор и первую промежуточную колонну применялись 3-х шарошечные долота, а под вторую промежуточную колонну - в основном долота типа PDC.

При бурении ствола под хвостовик в двух скважинах использовались 3-х шарошечные долота, а двух скважинах долота типа PDC.

При бурении под первую промежуточную колонну первых двух скважин опробовали бурение опережающим стволом долотами ∅311.1 мм с последующим расширением шарошечными расширителями до ∅444.5 мм. При этом затраты времени по сравнению с бурением долотами 444.5 мм были в два с лишним раза больше, поэтому в дальнейшем такая технология не использовалась.

Спуск кондуктора и первой промежуточной колонны производили по обычной технологии. Продолжительность спуска первой промежуточной колонны на глубину до 1354 м составила 17-18 часов. Спуск второй промежуточной колонны в скважине № 202 производился с заполнением буровым раствором, колонна встала на глубине 3677 м вследствие значительных сил сопротивления, уменьшить которые путём вращением обсадной колонны не представлялось возможным из-за возникновения крутящих моментов, превышающих допустимые нагрузки на обсадные трубы. В остальных скважинах вторые промежуточные колонны спущены до забоя полностью порожними. До глубины 3800-4500 м в зависимости от профиля ствола обсадная колонна спускается под собственным весом, ниже проталкивалась за счёт веса верхнего привода и талевого блока или путём вращения. Спуск хвостовиков до глубины 4800-5100 м происходил под собственным весом без вращения, а ниже – с вращением до 10-20 оборотов в минуту.

Проводка скважин (№№ 202, 201/203, 204, 209, 211, 210, 212) с большим смеще-

нием забоя для эксплуатации Северного купола месторождения Одопту позволила установить следующее.

Технология спуска обсадной колонны ∅ 244.5мм без заполнения буровым раствором обеспечивает спуск её до глубины 6000-7000 м по стволу, поэтому для обеспечения проектной глубины спуска необходимо:

- принимать меры по существенному снижению сил сопротивления (коэффициента трения) движению бурильных и обсадных колонн;
- перед спуском обсадной колонны снижать реологические параметры бурового раствора;
- в нижнюю часть ствола скважины перед спуском обсадной колонны закачивать буровой раствор с плотностью, позволяющей создать плавучесть обсадной колонны;
- включать в талевую систему дополнительный груз весом до 20-30 тонн,
- вводить более жесткие требования к траектории бурения в интервале увеличения зенитного угла и корректирования параметров ствола;
- ориентированное бурение забойным двигателем-отклонителем возможно до глубины по стволу 6000-6500 м, ниже необходимо применять системы управляемого бурения роторным способом;
- в целях предупреждения осложнений ствола скважины при спуско-подъемных операциях рекомендуется контрольное шаблонирование нижних 500 м ствола через каждые 500 м проходки и подъемы бурильной колонны до устья через каждые 1500 м проходки с промывкой и вращением верхним приводом до 50-60 оборотов в минуту со скоростью не более 120 м/ч.

На основе опыта строительства семи скважин (№№ 202, 201/203, 204, 209, 211, 210, 212) 21.08.2002 г. было начато строительство самой сложной скважины № 208 на месторождении Одопту-море. Глубина по стволу данной скважины составила 6758 м, при вертикальной глубине 1509 м, смещение забоя от вертикали составило 5029 м.

Применение обсадных труб Ø9⅝" повышенной прочности, с упорными соединениями и технология спуска без заполнения колонны буровым раствором позволили спустить колонну на глубину 6446 м одной секцией за 45 часов. На строительство скважины № 208 затрачено 135 суток, достигнутая коммерческая скорость составила 1826 м ст./мес.

Применение скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя (субгоризонтальные скважины) позволяет значительно снизить расходы по сравнению с традиционными методами обустройства месторождений с помощью морских стационарных сооружений. Немаловажным фактором при реализации данного подхода является то, что практически снимаются экологические риски разработки месторождения, которые могут иметь место при нефтедобыче с морских стационарных платформ. Специалистами ВНИИБТ под руководством д.т.н. Г.С. Оганова разработан метод проектирования строительства скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя, учитывающий специфические особенности бурения скважин на шельфе морей, который был использован в технологических схемах разработки месторождений: нефтяное месторождение «Приразломное», газоконденсатное месторождение «Штокмановское» и других.

Объём бурения скважин в мире с большим и сверхбольшим смещением забоя увеличивается. Основные мировые достижения в строительстве наклонно направленных скважин со сверхбольшими смещениями забоя от вертикали представлены в табл. 1.2.

Содержание табл. 1.2 наглядно представлено на рис. 1.16 в виде графика, показывающего рост объёма бурения скважин со сверхбольшим смещением забоя от вертикали.

Достижение технических показателей скважин со сверх большим смещением забоя стало возможным благодаря применению при их строительстве технико-технологических решений, используемых при горизонтальном бурении: буровые рас-

творы с высокими смазочными свойствами, вращение бурильного инструмента в процессе углубления, вибрационное воздействие и др.

Технология горизонтального бурения может применяться не только при бурении наклонных скважин со сверхбольшим смещением забоя от вертикали при значительной глубине скважины по вертикали. Если глубина залегания продуктивного пласта небольшая и при этом необходимо обеспечить смещение забоя от вертикали, превышающее вертикальную глубину профиля, то может появиться необходимость в использовании технологии горизонтального бурения, так как зенитный угол проводки тангенциального интервала в таких скважинах может быть больше 70°. При этом неизбежны проблемы, свойственные скважинам со сверх большим смещением забоя.

ТАБЛИЦА 1.2
МИРОВЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В БУРЕНИИ СКВАЖИН СО СВЕРХБОЛЬШИМ СМЕЩЕНИЕМ ЗАБОЯ

Скважина	Смещение от вертикали (А), м	Глубина по вертикали, (Н), м	Длина ствола, м	Коэффициент отклонения, ($К_{от}$=А/Н)	Место-рождение	Регион
M-16Z	10 728	1 637	11 278	6.55	Wytch Farm	Великобр.
CN-1	10 585	1 657	11 184	6.39	Ara	Аргентина
M-11Y	10 114	1 605	10 658	6.30	Wytch Farm	Великобр.
Z-2	10 088	2 600	11 134	3.88	Чайво	Россия
Z-1	9 516	2 600	10 788	3.66	Чайво	Россия
Z-4	9 246	2 613	10 183	3.54	Чайво	Россия
M-14SI	8 937	1 795	9 557	4.98	Wytch Farm	Великобр.
Dksnd 6	8 434	2 335	9 275	3.61	Mittelplate	Германия
Z-6	8 419	2 613	9 375	3.22	Чайво	Россия
GWA-18	8 307	2 893	9 278	2.87	Goodwyn	Австралия
CS-1	8 108	1 497	8 687	5.42	Kaus	Аргентина
24-3A-14	8 602	2 985	9 236	2.88	Xijiang	Китай
M-5	8 028	1 605	8 715	5.00	Wytch Farm	Великобр.
AS-3	7 974	1 616	8 530	4.93	Ara	Аргентина
M-15	7 967	1 613	8 892	4.94	Wytch Farm	Великобр.
30\6-C-26A	7 853	2 770	9 327	2.84	Oseberg	Норветия
CS-2	7 677	1 503	8 193	5.11	Kaus	Аргентина
M-9Z	7 652	1 656	8 303	4.62	Wytch Farm	Великобр.
MFF-19C	7 645	2 156	9 301	3.56	Dan	Дания
A2-T-2	7 377	2 865	8 561	2.57	Sleipner	Норвегия
GWA-13	7 372	2 866	9 426	2.57	Goodwyn	Австралия
33\9-C2	7 290	2 788	8 761	2.61	Statfjord	Норвегия
Dieksand 2	6 938	2 019	7 727	3.44	Dieksand	Германия
M-3	6 818	1 593	7 450	4.28	Wytch Farm	Великобр.
M-2	6 760	1 590	7 522	4.25	Wytch Farm	Великобр.
33\6-C17	6 639	2 753	7 921	2.41	Oseberg	Норвегия

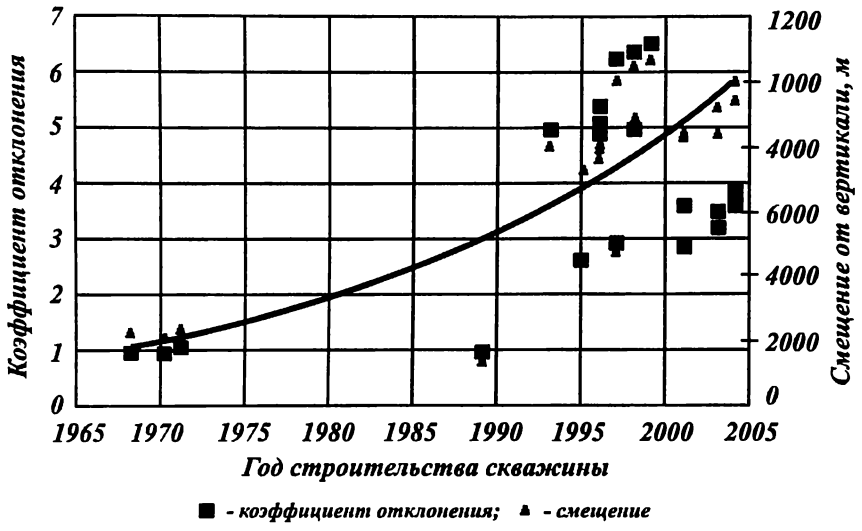


Рис. 1.16. Мировые достижения при строительстве скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя

Для эксплуатации Восточно-Казантипского газового месторождения, расположенного под Азовским морем, было построено морское основание, с которого планировалось построить 5 скважин, 4 из которых направленные, а 1 скважина – вертикальная [90].

Четыре направленные скважины № 11, 12, 13 и 14 ориентированны по сторонам света. Скважины № 2 и 14 со смещением 750 м направлены на восток и запад, а скважины № 11 и 13 со смещением 600 м – на север и юг соответственно (рис. 1.17).

Продуктивный горизонт расположен на глубине 426 м и сложен известковистыми песками с прослойками песчаников и песчанистых органо-детритовых известняков.

Необходимость в вертикальном участке длиной 150 м сделало невозможным бурение таких скважин по обычному для скважин с большим смещением забоя трёхинтервальному профилю. Поэтому было принято решение для строительства скважин использовать технологию горизонтального бурения.

Профиль с горизонтальным интервалом, расположенным выше кровли продуктивного пласта, создает серьезные проблемы для обеспечения эффективной осевой нагрузки на долото и спуска обсадной эксплуатационной колонны, так как протяженность горизонтального ствола превышает глубину скважины. Силы трения, возрастающие по мере спуска колонны труб, значительно снижают вертикальную, в данном случае, полезную составляющую от веса обсадной колонны. Многовариантные расчеты сил сопротивления, возникающие при спуске и подъеме колонны труб, позволили определить оптимальное соотношение радиусов кривизны интервалов ствола скважины, предназначенных для размещения промежуточной обсадной колонны диаметром 245 мм и эксплуатационной диаметром 168 мм.

Выбранный проектный профиль направленных скважин с горизонтальным участком состоит из следующих интервалов:

вертикальный участок – 150 м;

первый интервал увеличения зенитного угла до 44° по радиусу 286.5 м;

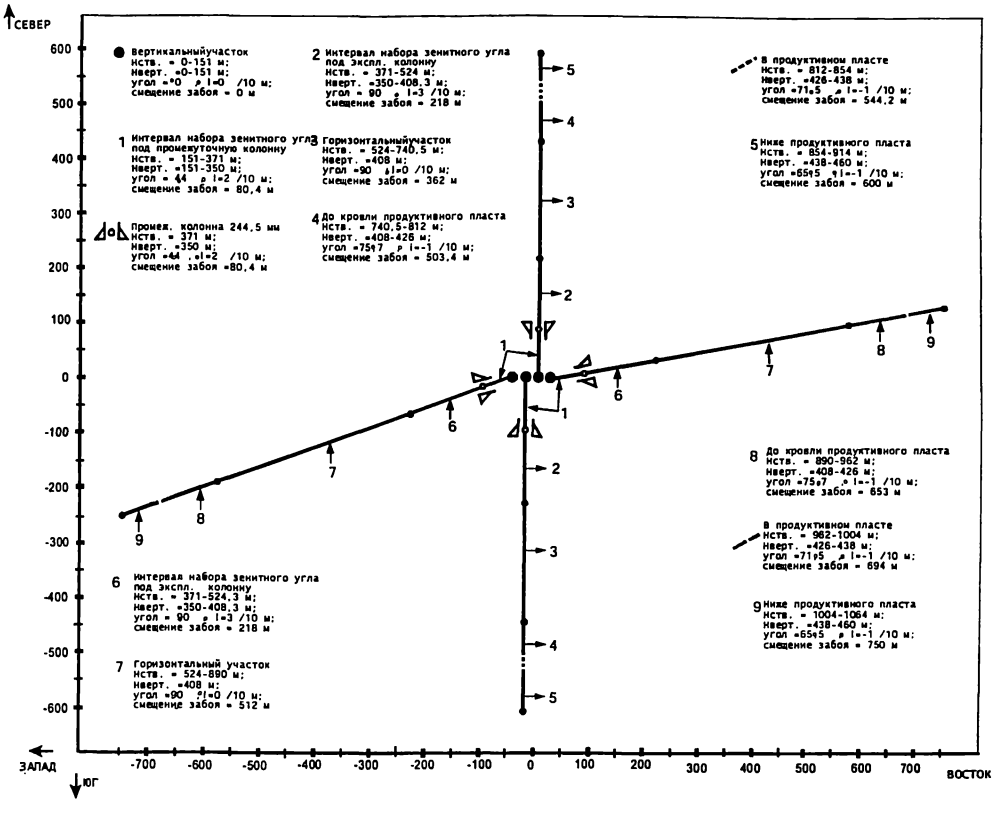


Рис. 1.17. План куста эксплуатационных скважин на Восточно-Казантипском газовом месторождении

второй интервал увеличения зенитного угла до 90° по радиусу 191 м;

горизонтальный интервал, проходящий на 18 м выше кровли продуктивного пласта;

интервал уменьшения зенитного угла, вскрывающий продуктивный газовый пласт.

Проектный профиль ствола скважины с отходом 750 м представлен на рис. 1.18.

Расчеты сил сопротивления при спуске обсадных колонн, проведенные для профиля с указанными параметрами, показали, что к моменту окончания спуска, нагрузка на крюке не превышает 1.5 т. Это в том случае, если спускать обсадную колонну одной секцией. Для комбинированной обсадной колонны, верхняя секция которой состоит из труб диаметром 168 мм, а нижняя секция – из труб диаметром 146 мм минимальная нагрузка равна 2.2 т.

Бурение скважин осуществлялось с самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Таврида», оснащенной буровой установкой Уралмаш 6000 ПЭ.

Научное, техническое и технологическое обеспечение строительства скважин производил инженерный центр НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ.

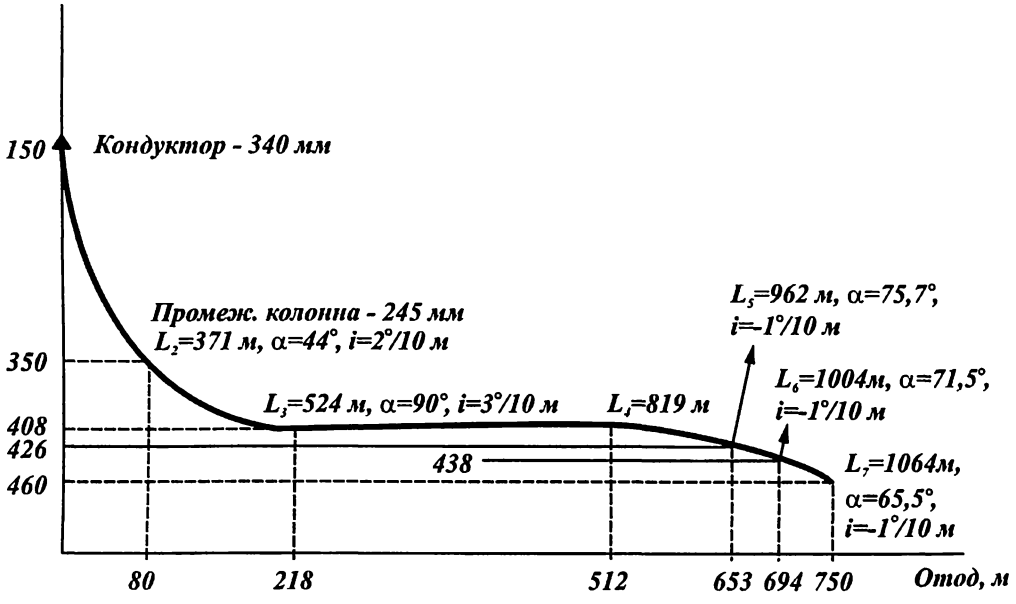


Рис. 1.18. Проектный профиль скважин № 12, 14 – Восточно-Казантипская

Специально для выполнения работ по бурению скважин было изготовлен буровой навигационный комплекс технических средств, включающий следующие инструменты:

турбинный отклонитель ТОШ-240;

винтовые забойные двигатели-отклонители ДГ-155;

калибраторы в размере 311.1 мм и 215.9 мм;

телеметрическую систему ЭТО-ВНИИБТ с проводным каналом связи;

технологическую оснастку телеметрической системы, включающую, устройство ввода геофизического кабеля УВК-196, ориентирующий переводник ОП-172, систему защиты геофизического кабеля;

продавочное устройство УП-196 и УПП-133/86 для перемещения забойного модуля телеситемы ЭТО, геофизических приборов в горизонтальном стволе;

немагнтитную измерительную трубу пониженной жесткости ТИН 168.

Комплект технических средств для горизонтального бурения проектировался и изготовлялся с учетом работы в условиях СПБУ и отличался от серийных технических средств повышенной надежностью и расширенными функциональными возможностями. Запасные части и принадлежности специальных технических средств обеспечивали автономную работу бурового навигационного комплекса при бурении всех скважин куста.

Бурение под промежуточную колонну диаметром 245 мм осуществлялось компоновкой, включающей долото 311.1 мм турбинный двигатель-отклонитель ТОШ-240.

После спуска промежуточной колонны в ствол скважины с зенитным углом 44° было продолжено бурение с увеличением зенитного угла с помощью отклоняющей КНБК, которая включала трёхшарошечное долото 215.9 МГВ, наддолотный калибратор

КЛС диаметром 213 мм и двигатель-отклонитель ДГ-155, ориентирующий переводник ОП-172, диамагнитную трубу ТИН-168.

Для бурения горизонтальной части ствола скважины использовалась стабилизирующая КНБК, включающая долото 215.9 МГВ, наддолотный калибратор диаметром 213 мм, винтовой забойный двигатель Д5-172 с центратором, диамагнитную трубу ТИН-168. В процессе бурения горизонтального интервала ствол скважины периодически прорабатывался роторной КНБК.

При проводке горизонтальной части ствола осуществлялся оперативный контроль траектории бурения и принимались меры по предупреждению резких искривлений ствола. Возникающие отклонения ствола скважины от проектного профиля своевременно выявлялись и осуществлялись технологические корректировки траектории бурения по радиусу, не превышающему критическое значение.

Проводка завершающего интервала профиля горизонтальной скважины проводилась компоновкой маятникового типа. На интервале уменьшения зенитного угла использовалась КНБК как без центратора так и с центратором, который располагался над винтовым забойным двигателем. КНБК без центратора обеспечивала уменьшение зенитного угла с интенсивностью в диапазоне 8-12°/100м, а компоновка с центратором - 12-20°/100м. Контроль траектории бурения производили непрерывно с помощью телеметрической системы ЭТО-ВНИИБТ, а также периодически через определённые интервалы инклинометром ИЭМ-36, МИР-36 в диамагнитной трубе ТИН-168. Для перемещения инклинометра в бурильной колонне при зенитных углах более 70° использовалось продавочное устройство УПП-133/86.

По аналогичной технологии пробурены все горизонтальные скважины куста.

В качестве примера на рис. 1.19 представлены фактический и проектный профили скважины № 12.

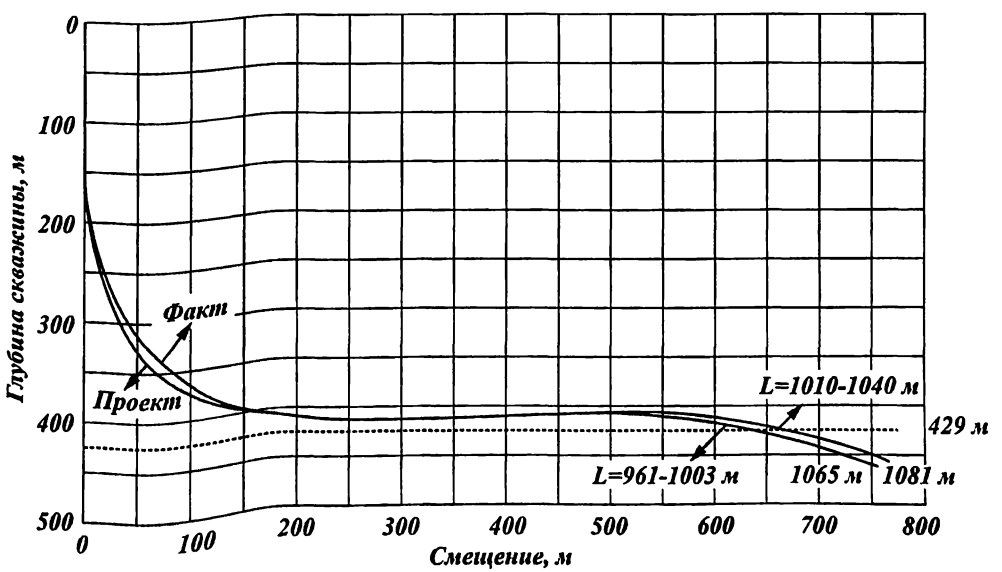


Рис. 1.19. Проектный и фактический профиль ствола скважины № 12 Восточно-Казантипская

Скважины были обсажены комбинированной эксплуатационной колонной 168х146, оснащенной жесткими центраторами диаметром 190 мм в интервале продуктивного пласта, а также пружинными центраторами ниже башмака промежуточной колонны и в интервале увеличения зенитного угла. Таким образом, при бурении куста направленных скважин № 11, 12, 13 и 14 на Восточно-Казантипском месторождении была впервые использована технология горизонтального бурения для формирования равномерной сетки разбуривания морского месторождения газа.

Все скважины, независимо от величины проектного смещения ствола, у которых зенитный угол тангенциального интервала превышает угол, при котором в обычных условиях бурильная колонна может перемещаться под собственным весом, можно отнести к классу субгоризонтальных, поскольку для их проводки используются приёмы технологии горизонтального бурения.

Принципиальное отличие таких скважин от обычных горизонтальных скважин заключается в том, что условно горизонтальный интервал профиля необходим для достижения проектного смещения и располагается выше продуктивного пласта.

Отмеченные особенности профиля определяют следующие негативные факторы, имеющие место при бурении субгоризонтальных скважин:

- значительная часть бурильной колонны находится в условиях сжатия, что может привести к потере её продольной устойчивости и спиральному изгибу;
- в процессе бурения и спуско-подъёмных операций интенсивно изнашиваются бурильные трубы и промежуточные обсадные колонны;
- за счёт значительного контактного давления бурильной колонны на стенку ствола формируются желобные выработки;
- изменение напряжённого состояния горных пород в интервале желобных выработок приводит к обрушению стенки ствола и образованию каверн;
- пересечение долотом пластов горной породы под острым углом способствует отклонению ствола скважины от проектной траектории бурения;
- значительный вращающий момент, необходимый для вращения бурильной колонны, требует применения бурильных труб из высокопрочной стали;
- накопление в скважине шлама и формирование шламовой подушки;
- диспергирование шлама бурильной колонной и интенсивный переход твёрдоё фазы в буровой раствор.

Практика бурения субгоризонтальных скважин показывает, что важнейшими задачами при проводке таких скважин, наряду с достижением высоких скоростей бурения и выполнения проектного профиля становятся:

- формирование гладкого ствола правильной формы;
- очистка бурового раствора от выбуренной горной породы;
- предупреждение кавернообразования и осыпей ствола скважины;
- возможность нахождения бурильной и обсадных колонн в открытом стволе без движения и промывки продолжительное время;
- обеспечение спуска обсадных колонн до проектной глубины.

Указанные задачи определяют выбор типа и параметров бурового раствора, режим бурения, технологию профилактических проработок в процессе бурения “снизу-вверх ” с целью очистки ствола скважины от шламовых наносов, порядок проведения спуско-подъемных операций, спуска и цементирования обсадных колонн и освоения продуктивных горизонтов.

Сокращению времени нахождения ствола скважины в открытом (не обсаженном колонной) состоянии, исключению размыва и перехода в буровой раствор выбуренной породы уделяется основное внимание. Кроме того, из-за большой длины скважин с

большим смещением забоя потери давления в затрубном пространстве при циркуляции бурового раствора становятся значительными, и давление на забой может превысить давление гидроразрыва (поглощения) пород. Следовательно, выбор типа и параметров бурового раствора, режимов промывки, снижение коэффициента сопротивления при циркуляции бурового раствора для таких скважин имеет важное значение.

При бурении субгоризонтальных скважин и скважин с большим смещением забоя все операции в целях сокращения сроков бурения жёстко регламентируются за счет использования высоко производительного бурового оборудования и бурильного инструмента, совершенной системы очистки и приготовления бурового раствора, системы измерения параметров ствола в процессе бурения, сокращения количества спускоподъемных операций путем применения долот типа PDC, снижения объема ремонтных работ и организационно-технических простоев.

1.4. Горизонтальные скважины

Технология строительства горизонтальных скважин (ГС) была создана советскими инженерами в середине прошлого века на основе технологии наклонно направленного бурения гидравлическим забойным двигателем-турбобуром.

В начале 50-х годов в СССР была начата работа по созданию технологии горизонтального бурения и специальных технических средств для строительства ГС. Первые экспериментальные скважины были успешно построены в 1952 г. на Карташёвском месторождении в Башкирии (табл. 1.3).

В 1957 г. в Куйбышевской (сейчас Самарская) области и на Украине впервые в отечественной практике бурения были пробурены горизонтальные скважины, длина горизонтального ствола которых превышала 120 м (рис. 1.20, 1.21).

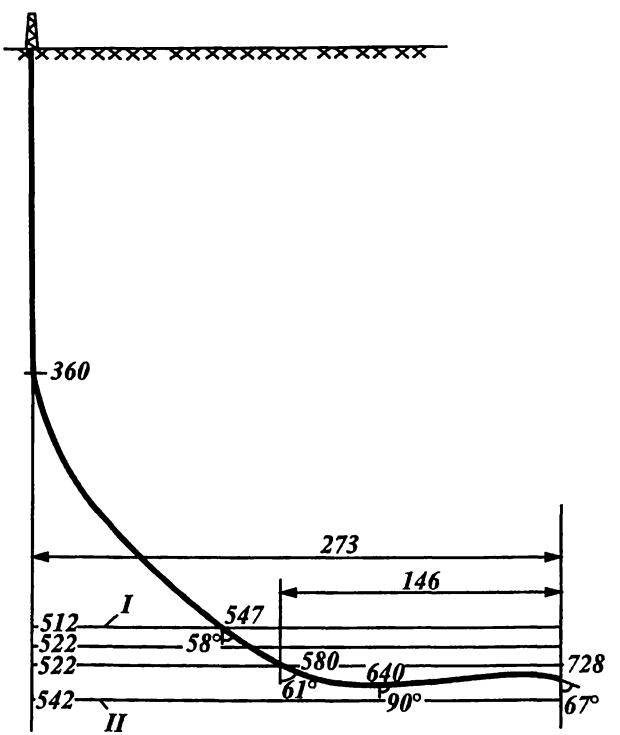


Рис. 1.20. Профиль горизонтальной скважины № 617 на месторождении Яблоня

В 1959-1961 г.г. в институте «ВНИИнефть» на основе гидродинамических исследований пласта созданы теоретические основы фильтрации и оценки эксплуатационных возможностей ГС. Установлено, что ГС позволяют значительно увеличить дебиты добывающих скважин в различных условиях разработки месторождений, а при заданных от-

борах нефти из залежи дают возможность существенно сократить число эксплуатационных скважин.

В 1958 г. институтом «Гипровостокнефть» на основании опыта бурения первых ГС разработан проект эксплуатации Городецкого месторождения (Куйбышевская область), предусматривающий бурение 14 ГС и 25 вертикальных скважин. Это был первый проект разработки нефтяного месторождения с массовым применением технологии горизонтального бурения.

К концу 50-х годов в СССР было пробурено 19 скважин с горизонтальным окончанием. С середины 60-х годов горизонтальное бурение применяется при разведочном бурении на нефть и газ. Для решения задач разведочного характера и промышленного испытания метода горизонтального вскрытия трещиноватых пластов на осинский горизонт Марковской площади (Иркутская область) была пробурена разведочная скважина № 63.

По геологическим данным, полученным при бурении вертикальных разведочных скважин, разрез месторождения (над осинским горизонтом) отличается большой перемежаемостью твердых и мягких пластов горных пород, осложняющих проходку и способствующих искривлению ствола. Встречается также чередование твердых известняков и доломитов с мягкими каверно-образующими пластами каменной соли как над осинским горизонтом, так и в его верней части. Точное местоположение осинского горизонта и продуктивного прослоя в нём установлены не были. Поэтому, а также в связи с большой глубиной скважин (более 2000 м) возникла необходимость в разработке ряда новых технических средств и элементов технологии бурения.



Рис. 1.21. Профиль горизонтальной скважины № 1544 на Бориславском месторождении

В частности, требовалось:

1) до входа в продуктивный пласт укрепить скважину обсадной колонной;

2) выбрать оптимальный угол встречи ствола с кровлей осинского горизонта при выходе из мягкого пласта каменной соли и предотвратить самопроизвольное скольжение ствола по кровле твердого пласта;

3) вести ствол по осинскому горизонту с таким углом наклона, чтобы при встрече

с продуктивным прослоем успеть вывести его на горизонталь, не выходя при этом за пределы продуктивного прослоя (мощностью 8–10 м).

Для проводки скважины был разработан проектный профиль, который включал вертикальный участок до глубины 1970 м, участок начального искривления и участок выведения ствола скважины на горизонтальное или близкое к нему направление с дальнейшим продолжением горизонтального ствола по осинскому горизонту. Зенитный угол входа в кровлю осинского горизонта был принят в пределах 70-73°, что должно было позволить беспрепятственному вхождению в осинский горизонт и созданию возможности быстрого вывода ствола на горизонтальное направление в том случае, если будет встречен продуктивный пропласток.

Как показано на рис. 1.22, ствол интенсивно искривлен с глубины 1970 м и обсажен колонной диаметром 219 мм до кровли продуктивного пласта (2246 м) с углом наклона у башмака 62°. Затем при помощи двухшарнирного турбинного отклонителя ОТ2Ш-172 зенитный угол ствола был увеличен до 93°. Далее скважина пробурена по горизонтали с последующим пологим пересечением пласта путем снижения зенитного угла до 72°. Длина горизонтального участка, «вписанного» в прослой мощностью 10 м, равна 320 м, а общая протяженность ствола в пределах осинского горизонта достигла 632 м. При бурении этого ствола периодически использовались стабилизирующие КНБК для замедления естественного падения угла наклона и при отборе керна. Кривизна измерялась сбросовым прибором и стандартным инклинометром путем принудительного его продвижения промывочной жидкостью.

Бурение по горизонтали производили долотами диаметром 214 мм и стандартными секционными турбобурами диаметром 172 мм, а отбор керна осуществлялся обычными турбодолотами. По мере удлинения горизонтального ствола росли потери веса бурильной колонны за счёт сил трения о стенки скважины, которые достигали 6 – 8 т на каждые 100 м горизонтального ствола. В конце бурения, при забое 2878 м оставался резерв в осевой нагрузке (за вычетом 10 – 15 т, необходимых для нагрузки на долото), достаточный для проходки еще 400 - 500 м горизонтального ствола. Бурильная колонна состояла в основном из обычных бурильных труб диаметром 127 мм (нижние 300 м - диаметром 114 мм).

Таким образом, результаты бурения горизонтальных разведочных скважин дали основание сделать вывод, что при глубине скважины по вертикали (2200 м) длина горизонтального участка может быть доведена до 1000 м без специального утяжеления верхней части бурильной колонны. Установка опорно-центрирующих элементов в КНБК позволяет получить ствол строго горизонтального направления без применения отклоняющих устройств, а использование средств для принудительного продвижения бурильного инструмента даст возможность бурить горизонтальные стволы протяженностью более 1000 м при значительно меньших глубинах скважины по вертикали.

Примеры ГС, пробуренных в 1954-1964 г.г., приведены в табл. 1.3.

Полученный опыт эксплуатации первых ГС показал, что в залежах с устойчивыми коллекторами начальные дебиты превышали начальные дебиты вертикальных скважин в 1.5-15.5 раз, а текущие дебиты вертикальных скважин - в 1.2-6.8 раз. В залежах со слабосцементированными и рыхлыми коллекторами конечные дебиты ГС были отмечены на уровне или даже ниже текущих конечных дебитов типовых вертикальных скважин.

До начала 90-х годов в СССР было закончено строительством еще 56 скважин с горизонтальным стволом. По-прежнему основное количество ГС строилось в Урало - Поволжье, но наметился заметный рост объемов строительства ГС в Западной Сибири.

Значительный опыт эксплуатации ГС накоплен на Ириновском месторождении (Саратовская область), разработка которого осуществлялась с использованием технологии горизонтального бурения. Высокая степень расчлененности продуктивных отложений,

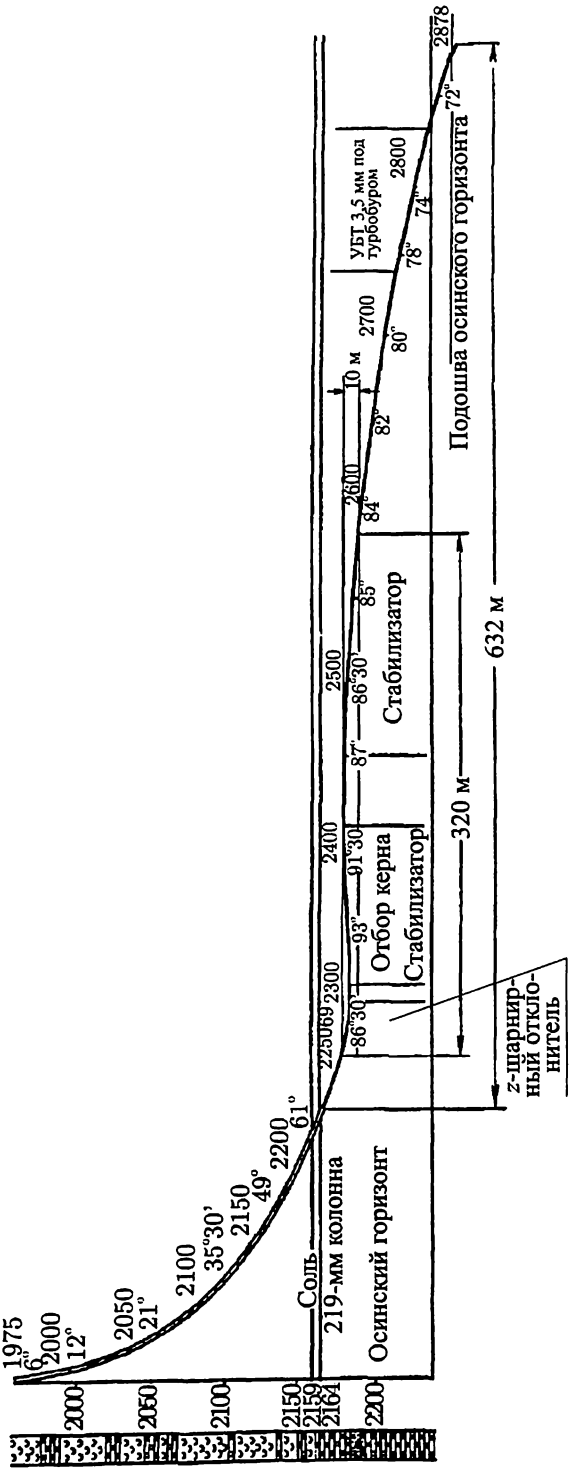


Рис. 1.22. Горизонтальная разведочная скважина № 63 на Марковском месторождении (Восточная Сибирь)

ТАБЛИЦА 1.3
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ПОСТРОЕННЫХ В 1954 – 1968 ГОДАХ

Параметры горизонтальной скважины	Скважина № 187 Серафимовского месторождения	Скважина № 188 Серафимовско месторождения	Скважина № 1544 Бориславского месторождения	Скважина № 617 Кинель - Яблоновка	Скважина № 37 Расшиватского месторождения	Скважина № 63 Марковское Месторождение
Год бурения	1954	1955	1957	1957	1961	1968
Тип коллектора	Известняк		Песчаники кварцевые, плотные с прожилками кальцита и прослоями аргиллита	Известняки, доломиты	Пески, глины	Известняки плотные, трещиноватые
Глубина залегания пласта, м	1780	1800	390	512	1120	2164
Длина горизонтального ствола, м	30-50	30-50	100	146	158	632
Смещение, м	200	200	120	276	270	900
Зенитный угол вскрытия пласта, град	60-70	60-70		90	65-75	93-72
Радиус кривизны ствола, м	200	200		250	200	60

невыдержанность коллекторов по площади, низкие значения их параметров приводили к низкой продуктивности пробуренных ранее вертикальных скважин. Так дебиты нефти вертикальных скважин по заволжскому горизонту изменялись от 0.03 т/сут. до 2.3 т/сут. Пробуренные в 1986-1990 годах ГС по результатам освоения имели относительно высокие притоки - от 23 т/сут. до 36 т/сут. За два года эксплуатации (с 1990 по 1992 годы) текущие дебиты нефти ГС на Ириновском месторождении снизились до 0.1-7.1 т/сут, и приблизились к дебитам вертикальных скважин. Выросла и обводненность у первых ранее введенных скважин от двух до пяти раз.

Бурение горизонтальных скважин на Ириновском месторождении производилось по комбинированному профилю, включающему искривленные участки с большим и средним радиусами кривизны. Конструкция горизонтальных скважин предусматривала спуск в кровлю пласта обсадной колонны диаметром 245 мм, после спуска которой осуществлялось бурение горизонтального участка непосредственно в нефтесодержащей части (570-640 м) пласта. Поэтому до кровли пласта, расположенной на глубине 570 м, искривление ствола производили с интенсивностью 1°/10м. Проводку горизонтального участка в средней части продуктивного пласта осуществляли по двухинтервальному профилю. При этом интервал увеличения зенитного угла проектировался с радиусом 40-70 м.

Сравнение среднесуточных дебитов нефти ГС и вертикальных скважин, пробуренных соответственно на одних и тех же объектах, по Ириновскому (18 ГС), Татышлинскому (2 ГС) и Жирновскому (5 ГС) месторождениям, показало, что превышение

производительности ГС над вертикальными скважинами составляет от 2-х до 10-ти раз. На Узыбашевском (3 ГС), Шумском (2 ГС) и Пашнинском (3 ГС) месторождениях производительность ГС по аналогичному показателю выше вертикальных скважин до 2-х раз. Причём наибольшие значения удельной технологической эффективности ГС характерны для залежей с карбонатными коллекторами.

В 80-х годах в мире начался уверенный рост объемов строительства ГС, а в 1990-1991 гг. нефтяные компании приступили к массовому строительству ГС (табл. 1.4).

ТАБЛИЦА 1.4
ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ГС ЗА ПЕРИОД 1984-1991 Г. Г.

Годы	Количество законченных строительством ГС	
	за рубежом	СССР
1984	49	
1985	52	2
1986	72	3
1987	125	1
1988	217	1
1989	315	8
1990	1040	12
1991	свыше 2000	44

Специфика строительства ГС потребовала корректировки существующих и создания новых технических средств и технологий для бурения, контроля за выполнением проектного профиля скважин, геофизических исследований в процессе бурения, заканчивания скважин и вторичного вскрытия пласта.

Накопленный в период с начала 50-х и до середины 90-х годов опыт строительства и эксплуатации скважин с горизонтальным заканчиванием свидетельствует, что при вскрытии продуктивной толщи горизонтальными стволами обеспечивается повышение производительности скважин и нефтеотдача пластов, уменьшение количества скважин, необходимых для разработки месторождения, ввод в разработку месторождений, ранее считавшихся нерентабельными.

Вместе с тем, нефтяники с момента применения горизонтальных технологий встретились с существенными проблемами строительства и эксплуатации ГС:

- недостаточно высокий показатель успешности строительства;
- преждевременное обводнение;
- высокий темп снижения начального дебита нефти.

С середины 90-х годов прошлого века нефтяные компании приступили к системному применению ГС для разработки не только нефтяных, но и газовых месторождений. Проектными документами на разработку нефтяных месторождений в обязательном порядке предусматривается применение технологии горизонтального бурения.

В 1990 г. группой специалистов НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация» успешно завершено строительство первой в Западной Сибири ГС № 25738 куста № 2135 на Самотлорском месторождении [41].

Представляют интерес результаты строительства горизонтальной скважины № 29297 (1990 г.), показавшие возможность бурения горизонтального ствола длиной более 500 м в терригенных отложениях пласта $АВ_1^{1+2}$ Самотлорского месторождения. Впервые в Западной Сибири в горизонтальном стволе проведены геофизические исследования: непрерывная запись инклинометром ИН1-721, методы РК (НКТ-50 и ГК), электрометрические исследования комплексом в пластиковых трубах «Горизонталь-1».

В 1996 г. на Самотлорском месторождении введен в эксплуатацию куст № 2042, состоящий из 12 ГС. Средняя длина ствола ГС возросла в 1.24 раза, стоимость строительства - в 1.78 раза, площадь вскрытия проектного пласта увеличилась в 20 раз, а коммерческая скорость уменьшилась в среднем в 2.5 раза по сравнению с типовыми наклонными скважинами [41].

Технология точной проводки ГС комбинированным способом применена в 1996-97 г.г. при строительстве четырех (№№ 20653, 20654, 201331, 201336) ГС на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Длина горизонтальных стволов четырех скважин составила 222–335 м при коридоре продуктивного пласта 0.6-4.0 м по вертикали. Малая мощность продуктивного пласта и его выполаживание к периферии не позволили применить традиционную технологию бурения горизонтального ствола с помощью стабилизирующих компоновок с опорно-центрующими элементами. Поэтому бурение ниже промежуточной обсадной колонны до проектной глубины осуществляли по технологии высокоточной проводки комбинированным способом. Оперативное управление траекторией выполнялось КНБК с долотом Ø215.9 мм, винтовым забойным двигателем-отклонителем ДО-172 и телесистемой ЗТС-172. Управляющее воздействие сводилось к периодическому вращению КНБК с заданным числом оборотов и изменению нагрузки на долото, благодаря чему получали нормированное искривление ствола скважины. Максимальная интенсивность искривления изменялась в пределах 3.0-8.2°/10м.

Горизонтальные скважины №№ 201331 и 201336 стали рекордными для того времени по точности проводки в продуктивном пласте (рис. 1.23).

Комбинированная технология точной проводки ГС с использованием гидравлического забойного двигателя-отклонителя в сочетании с телесистемой нашла применение и на Кущёвском природном хранилище газа (ОАО «Кубаньгазпром»).

Комбинированная технология проводки ГС обеспечила максимальное соответствие фактической траектории ствола скважины проектному профилю (рис. 1.24).

В технологической схеме разработки Фёдоровского месторождения в Западной Сибири, выполнение которой началось в 1994 г. на Восточно-Моховой площади, эксплуатация пластов $АС_{5-8}$ предусмотрена только горизонтальными скважинами.

Анализ проектных и фактических показателей участка разработки с применением ГС, приведенный в работе [10] показал, что за 5 лет реализации технологической схемы фактические показатели по добыче нефти оказались ниже проектных значений. Основная причина отставания фактической добычи нефти заключается в низких по сравнению с проектными параметрами показателях эксплуатации ГС. Причём в работе [10] отмечается, что фактический начальный дебит нефти ГС, который был выше проектного, в последние 3 года снизился и стал ниже проектного. Авторами работы на основе трёхмерной геологической модели пластов $АС_{4-8}$ северной части Восточно-моховой площади были обобщены геологические условия, данные точности проводки и эксплуатации ГС.

Сравнение показателей эксплуатации ГС и наклонных скважин на Фёдоровском месторождении, показывает, что практически одинаковая добыча нефти отмечается за 1.5 года работы ГС и 4.2 года работы наклонных скважин. Из ГС было отобрано воды в 2.8 раза меньше, чем из наклонных скважин. Средние дебиты нефти за период эксплуатации по ГС в 2.5 раза больше аналогичного показателя наклонных скважин, а жидкости соответственно

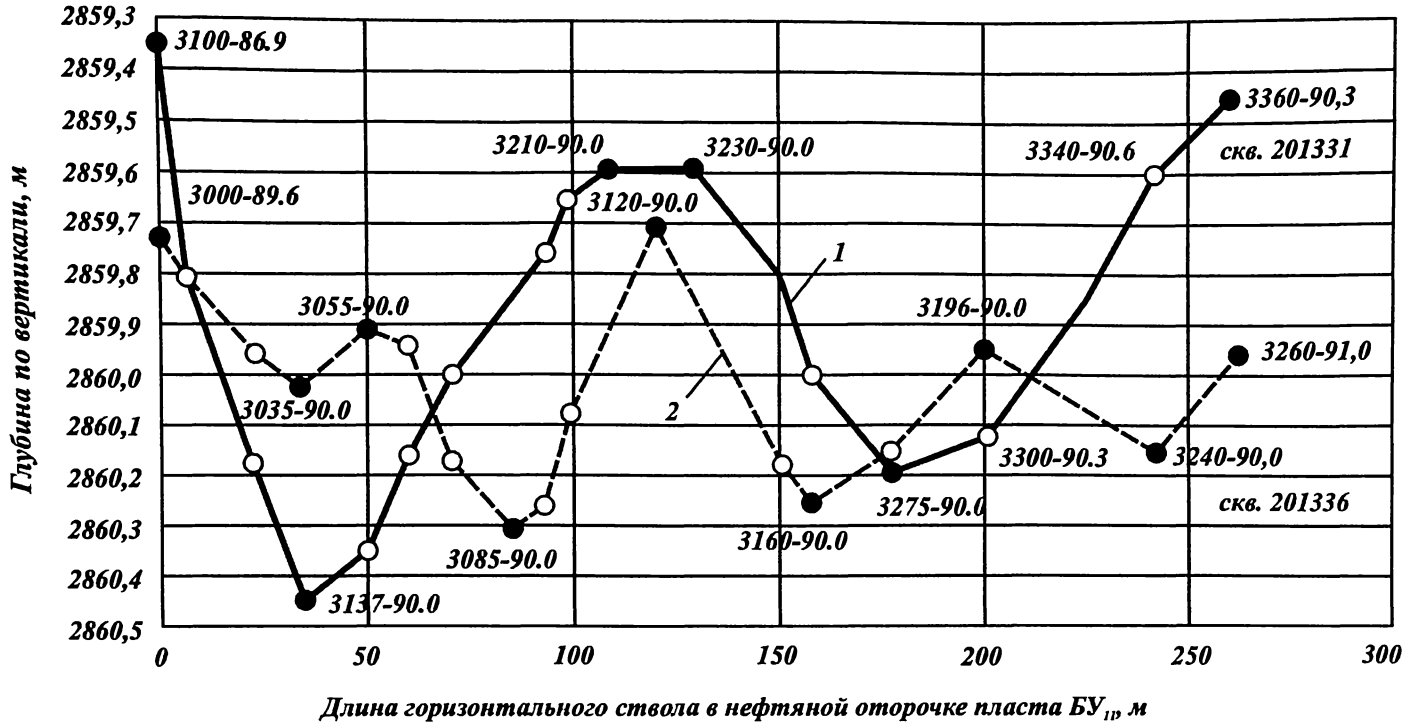


Рис. 1.23. Траектория горизонтальной части профиля скважин № 201331 (1) и № 201336 (2).

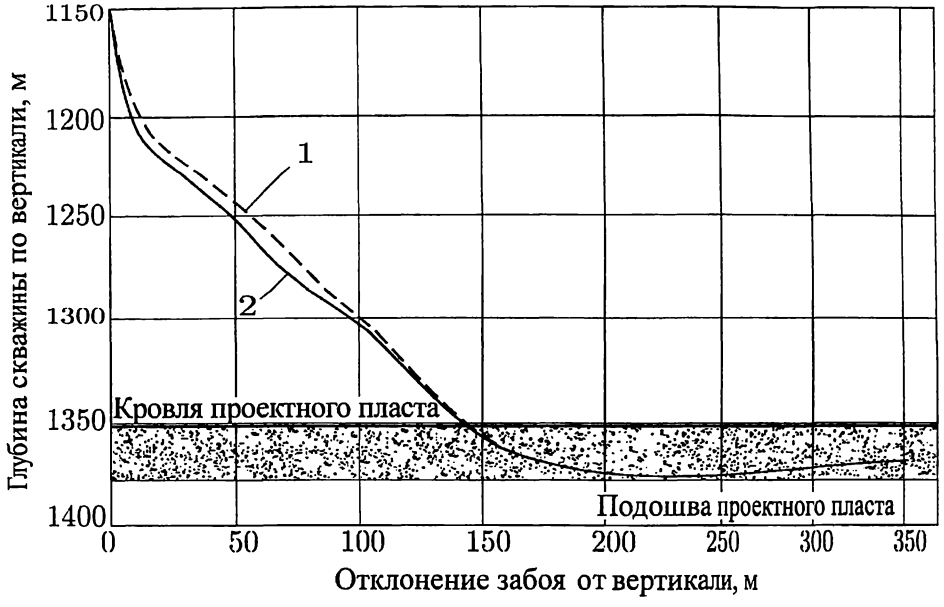


Рис. 1.24. Проектный (1) и фактический (2) профиль горизонтальной скважины № 158 на Кущёвском подземном хранилище газа

в 1.1 раза больше. При этом коэффициент продуктивности у ГС в 2 раза больше, чем у вертикальных скважин. Таким образом, характеристики вытеснения по ГС лучше, чем по наклонным и вертикальным скважинам, выше дебит нефти, меньше добыча воды и прорывного газа. Исключение составляет нефть, контактная с газом, где по ГС в начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше, чем по наклонным скважинам.

Вместе с тем, как уже отмечалось, показатели эксплуатации за анализируемый период ГС существенно ниже запланированных значений.

На дебиты и газовый фактор горизонтальных скважин существенно влияет точность проводки горизонтального участка (ГУ). В скважинах, где ГУ соответствует проектному положению, средний дебит нефти в 1.3 выше по сравнению со скважинами, в которых ГУ пробурен с отклонениями от проекта. Кроме того, при отклонении от проекта значительно (в 1.7 раза) возрастает газовый фактор. Анализ точности проводки ГУ скважин показал, что в соответствии с проектным профилем пробурено только 55% скважин.

При исследовании положения ГУ относительно ВНК и ГНК установлено, что в условиях нефти, контактирующей с водой, ощутимой разницы в дебитах нефти и количестве добываемой воды на 1 т нефти при различном положении ГУ относительно ВНК нет. В условиях нефти, контактирующей с газом, расстояние между ГУ и ГНК существенно влияет на дебит нефти и газовый фактор. С увеличением расстояния между ГУ и ГНК дебит нефти увеличивается в 1.6 раза, а газонефтяной фактор снижается в 2 раза. В работе [10] также отмечается, что потенциал ГС в значительной степени определяется особенностями геологического строения продуктивного пласта, в первую очередь его расчленённостью, анизотропией, неоднородностью, трещиноватостью, распределе-

нием пористости и проницаемости. При этом определяющим фактором успешности строительства ГС является вид профиля ГУ, точность и качество его проводки в продуктивной части разреза.

На 06.01.2000 г. из 247, пробуренных и эксплуатирующихся более 1 года ГС в Западной Сибири, 190 из них были пробурены на высокопроницаемый объект $АС_{4-8}$ Фёдоровского месторождения, 20 скважин – на низкопроницаемый пласт $АВ_{1-2}$ Самотлорского месторождннения, 12 скважин - на слабонасыщенные водонефтяные пласты викуловской свиты Ем-Егановского месторождения [104]. Положительный эффект получен по результатам эксплуатации ГС высокопродуктивных пластов с достаточно большими нефтенасыщенными толщинами. В тоже время бурение ГС на расчлененные низкопроницаемые пласты показало, что при реализуемых технологиях показатели ниже, чем по соседним обычным наклонно направленным скважинам.

Анализ профиля ГС, пробуренных на нефтяных месторождениях Татарстана показывает, что нисходящий ГУ ($\alpha_{ГУ}$=85÷89°) имеют 45% ГС, горизонтальный ГУ ($\alpha_{ГУ}$=88÷92°) – 30%, восходящий ГУ ($\alpha_{ГУ}$=95÷97°) – 12%, волнообразный – 13% [105, 121]. В данных работах отмечается, что оптимальное размещение ГУ в наиболее продуктивных ($\alpha_{ГУ}$=85÷89°) пластах разреза является параллельно напластованию. При этом необходимо избегать седловидных прогибов ГУ, которые могут стать гидравлическими затворами. Анализ работы ГС в 1998-2001 г.г. показывает стабильность как общего среднего дебита (6.7 т/сут.) нефти, так и дебита по карбонатным залежам (4.5 т/сут.). По терригенным залежам зарегестрирован рост дебита нефти с 20 до 28 т/сут. при обводнённости 30-40%. Отмечается, что основная проблема эксплуатации ГС на нефтяных месторождениях Татарстана связана с преждевременной обводнённостью продукции.

Строительство горизонтальных скважин на вновь вводимых в разработку месторождениях планируется осуществлять кустовым способом, по этой причине азимутальное направление горизонтального участка может отличаться от азимута направляющей части. Кроме того, направляющая часть профиля должна обеспечить требуемое смещение ствола от кустовой площадки. Таким образом, направляющая часть профиля горизонтальной скважины в общем случае является пространственной кривой линией включающей вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (наклонно-прямолинейный) участок, участок увеличения зенитного угла и корректирования азимутального направления ствола (навигационный интервал) (рис. 1.25).

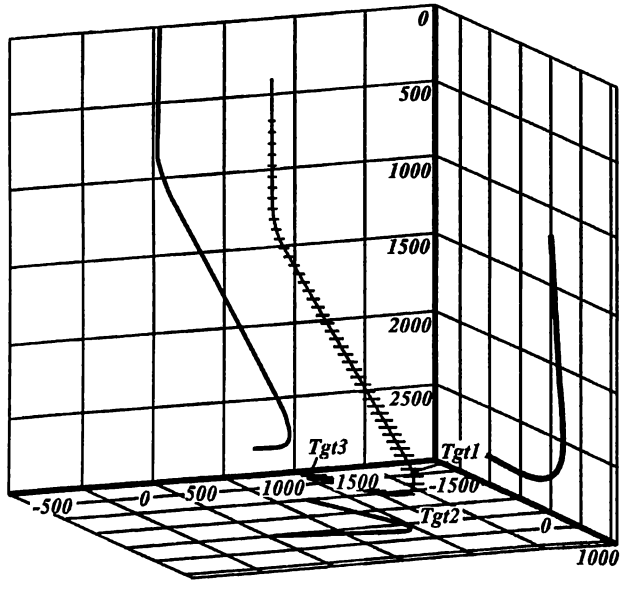


Рис. 1.25. Пространственный проектный профиль горизонтальной скважины

На рис. 1.26 и 1.27 представлены вертикальная и горизонтальная проекции пространственного профиля горизонтальной скважины.

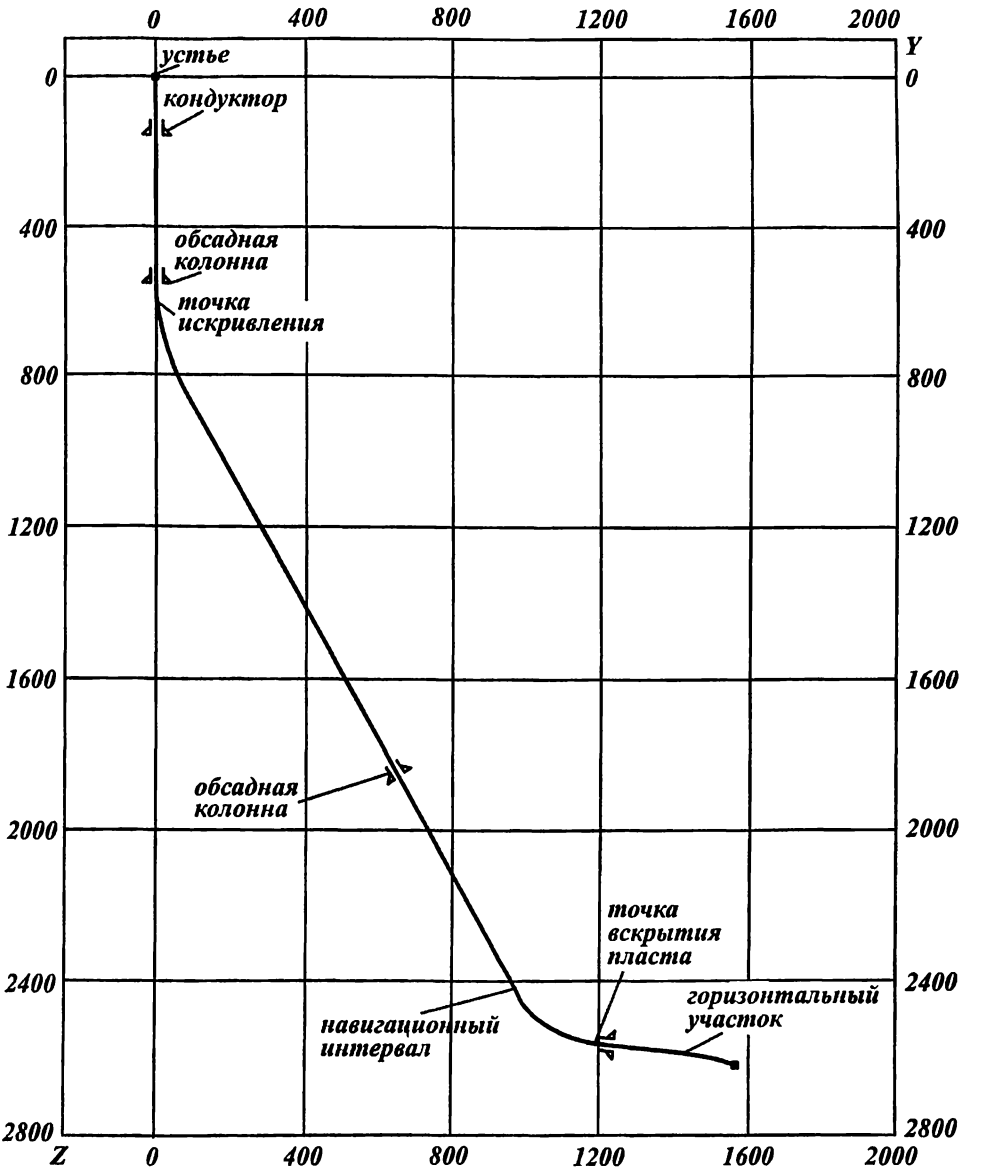


Рис. 1.26. Вертикальная проекция пространственного профиля горизонтальной скважины

Результаты строительства и эксплуатации ГС в основных нефтедобывающих регионах свидетельствуют об эффективности технологии горизонтального бурения как метода эксплуатации месторождений нефти и газа:

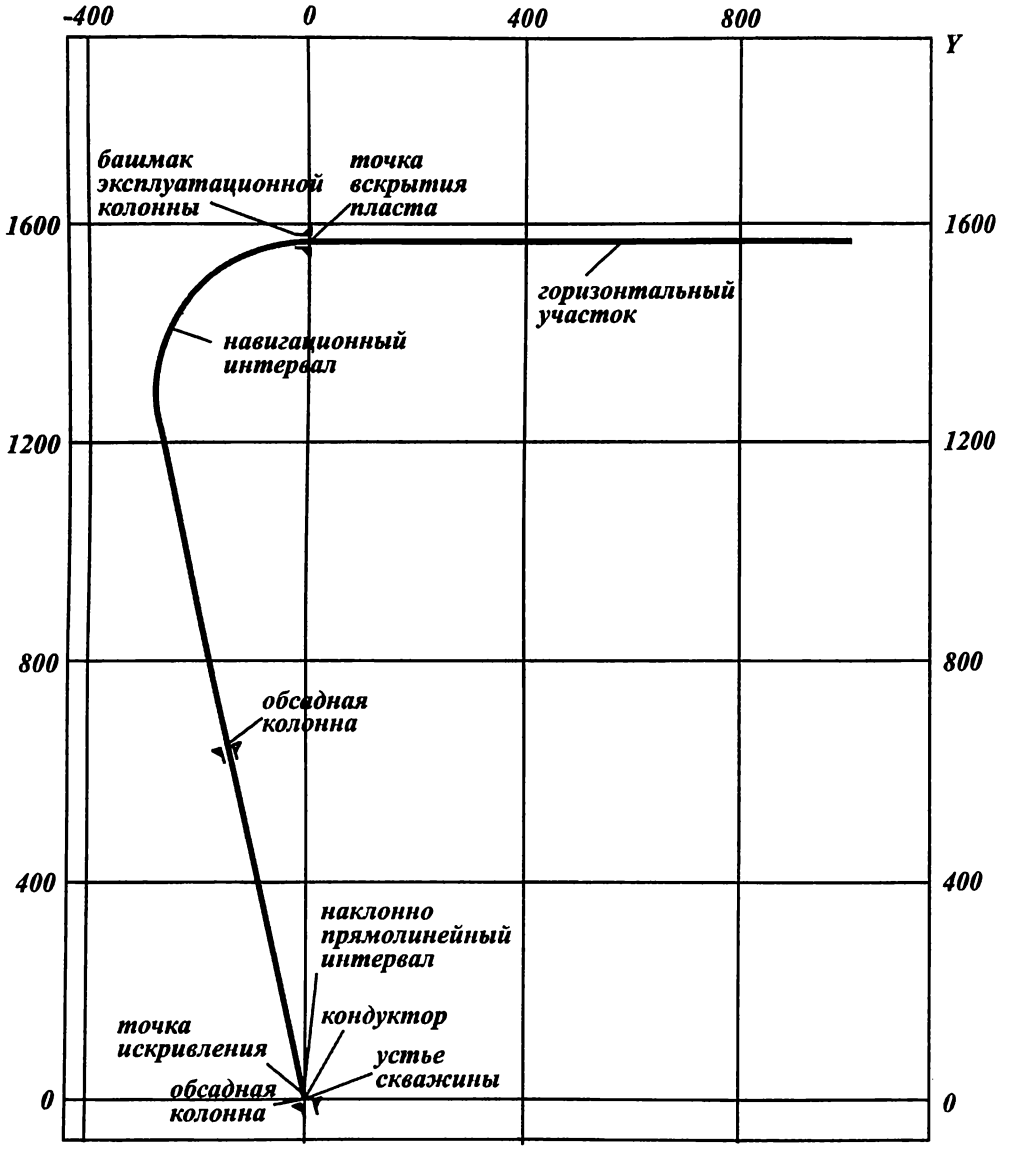


Рис. 1.27. Горизонтальная проекция пространственного профиля горизонтальной скважины

- горизонтальная скважина имеет значительно бóльшую площадь дренирования, чем вертикальная или наклонная скважина;
- горизонтальные стволы, длина которых в продуктивном пласте может быть несколько сотен метров, соединяют друг с другом участки повышенной и пониженной проницаемости, каверны и трещины;
- значительный период безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой за счёт уменьшения депрессии на пласт;

- снижение градиента скорости течения пластового флюида в приствольной зоне пласта и, как следствие, уменьшение пескопроявления, что способствует сохранению ствола, снижению абразивного износа фильтра и, как результат, увеличению межремонтного периода эксплуатации скважины.

Таким образом, практика строительства и эксплуатации горизонтальных скважин на различных нефтегазовых месторождениях подтвердила эффективность технологии горизонтального бурения. В то же время полученные при эксплуатации типовых горизонтальных скважин результаты во многих случаях ниже проектных параметров, что свидетельствует о неполном использовании возможностей горизонтального бурения с помощью существующих технологий.

1.5. Боковые стволы

1.5.1. Вырезание «окна» в обсадной колонне

При выборе рационального способа удаления части обсадной колонны в скважине учёными и инженерами ВНИИБТ были проанализированы и исследованы различные методы разрушения металлических элементов конструкций, используемые не только в горном деле, но и в машиностроении:

- взрывной;
- химический;
- гидропескоструйный;
- электрохимический;
- механический.

Взрывной способ – применяется в практике буровых работ для разрыва бурильной или обсадной колонны, перфорирования трубы и вскрытия «окна» в колонне

Применение этого способа для разрушения участка обсадной колонны с целью последующего забуривания бокового ствола (БС) связано с высоким риском создания аварийной ситуации из-за возможных нарушений целостности колонны выше участка, подлежащего разрушению, и устойчивости слагающей стенки скважины горной породы. Кроме того, возможны осложнения, связанные с последующим выпадением кусков металла, застрявших в стенке ствола скважины.

Химический способ разрушения обсадной трубы основан на способности струи жидкого вещества из группы фторгаллоидов интенсивно разрушать металл. Химический способ растворения участка обсадной колонны необходимый для забуривания БС длиной 6 – 8 м трудно осуществим, так как для быстрой реакции растворения требуется большое количество агрессивного вещества, поставка которого с поверхности к месту реакции представляется сложной технической задачей.

Гидропескоструйный способ разрушения участка обсадной колонны требует значительных затрат времени, специального оборудования и материалов, приводит к необходимости длительной промывки ствола скважины.

Электрохимический способ (анодное растворение) – отличается простотой рабочей схемы и выглядит наиболее перспективным для постановки исследований.

Сущность этого способа растворения металла заключается в том, что при протекании постоянного электрического тока между электродами, погруженными в раствор электролита, происходит переход металла с поверхности анода в раствор.

Схема электрохимического способа удаления участка обсадной колонны показана на рис. 1.28.

Проверка данного способа была осуществлена в 1970 г. на экспериментальной базе ВНИИБТ. Обсадную колонну имитировала труба диаметром 146 мм длиной 2 м с толщиной стенки 4.5 мм. Постоянный ток снимался с преобразователя ПСО-500 по ГОСТ 7237-54, дающий максимальную силу тока 500 А при напряжении 40 в. Анодом служила труба, катодом – электрод из бронзы, которые соединялись с преобразователем посредством электрокабеля сечением 25 мм^2. Электролитом служил водный раствор соли с концентрацией 200 г на 1 л воды. Высота зоны растворения (длина рабочей части электрода) равнялась 10 см. Объём электролита в 20 раз превышал объём рабочей зоны растворения. Перемешивание электролита происходило за счёт нагревания его в рабочей зоне, которая была ограничена резиновыми изоляционными центраторами.

Проведенные эксперименты доказали возможность электрохимического способа разрушения стенки трубы, основанного на принципе анодного растворения металла. При этом минимальная плотность тока на аноде должна быть не менее 0.1 А/см^2. Скорость растворения при плотности тока 0.1-0.14 А/см^2 равна 0.8-0.9 мм толщины стенки за 1 час и зависит от диаметра электрода и интенсивности перемешивания электролита.

В результате стендовых испытаний указанного способа на экспериментальной базе ВНИИБТ были сделаны следующие выводы:

- электрохимическое растворение участка обсадной колонны возможно при соблюдении определенного режима рабочего процесса;

  для достижения равномерного растворения стенки трубы по всей рабочей зоне катод должен быть строго ориентирован по оси трубы;

  скорость растворения зависит от величины тока или плотности тока на аноде, расстояния от поверхности катода до анода и интенсивности перемешивания раствора электролита;

  установлен оптимальный режим растворения участка колонн:

  плотность тока на аноде – 0.1 ÷ 0.14 А/см^2;

  расстояние катода до анода – не более 40 мм;

  скорость растворения стенки трубы – 0.8÷0.9 м/ч.

Для обеспечения такого режима в промысловых условиях важно правильно выбрать источник постоянного тока и канал для передачи его в рабочую зону.

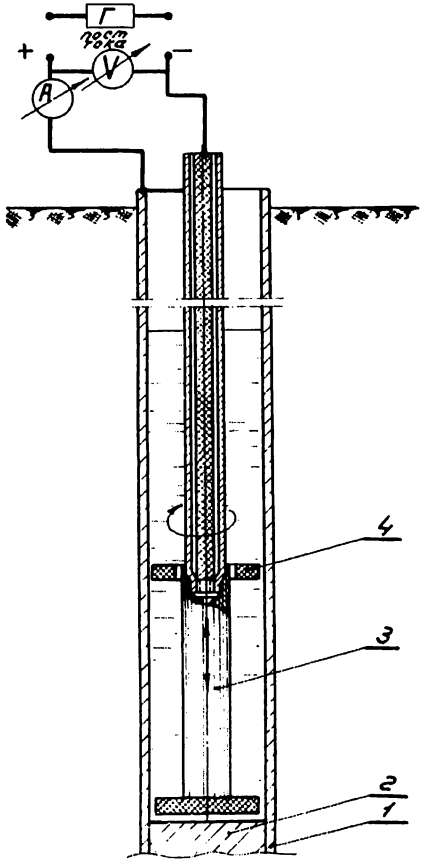


Рис. 1.28. Принципиальная схема электрохимического способа удаления участка обсадной колонны. 1 – обсадная труба; 2 – цементный мост; 3 – электрод-катод; 4 – изоляционная манжета

Например, для растворения участка обсадной колонны внутренним диаметром 150 мм., длиной 5 м на глубине 1000 м нужен постоянный ток I=2400 А, для пропуска которого требуется кабель сечением 480 мм^2. Падение напряжения в цепи при пропуске этого тока примерно равно 400 В. Время растворения участка колонны с толщиной стенки 9 мм равно 9÷10 часов.

При отсутствии такого оборудования можно уменьшить высоту рабочей зоны и произвести растворение нужного участка за несколько установок катода снизу вверх, растворяя за каждую установку участок колонны высотой, например 1 м. Тогда потребный ток будет равен 470 А, сечение кабеля – 400 мм^2, напряжение генератора – не менее 100 В, время на растворение 9-ти метрового участка колонны - 81÷90 часов, количество установок катода - 9.

Очевидно, что на больших глубинах применение способа электрохимического удаления участка колонны экономически нецелесообразно.

Механический способ (фрезерование) – осуществляется с помощью фрез-райберов и различной конструкции вырезающих устройств.

Способ вырезания бокового окна в обсадной колонне фрез-райбером с клина-отклонителя широко использовался при забуривании бокового ствола начиная с 1936 г., когда специалистами нефтегазодобывающего управления «Артёмнефть» был впервые в нашей стране пробурен боковой ствол. Начиная с 1947 г. способ зарезки боковых стволов с клина-отклонителя стал широко применяться на нефтепромыслах Северного Кавказа и Азербайджана. Например, в Азербайджане в 1954-1978 г.г. путём бурения бокового ствола с клина-отклонителя было восстановлено свыше 4000 скважин. В Нефтепромысловых управлениях «Ходыженскнефть» с 1947 г. по 1973 г. – более 400 скважин, «Черноморнефть» с 1961 г. по 1980 г. – 24 скважины (ПО «Краснодарнефтегаз»).

Для вырезания бокового окна в обсадной колонне институтами Азинмаш и АзНИПИнефть, специалистами производственных организаций разработан ряд конструкций фрез-райберов. Широкое применение нашёл комплект типа ФРС, состоящий из трёх фрез-райберов № 1, 2 и 3, который предназначен для поэтапного вырезания бокового окна в обсадной колонне:

- № 1 – служит для прорезания стенки обсадной трубы;
- № 2 – увеличивает окно на длину рабочей поверхности клина-отклонителя;
- № 3 – расширяет и калибрует боковое окно.

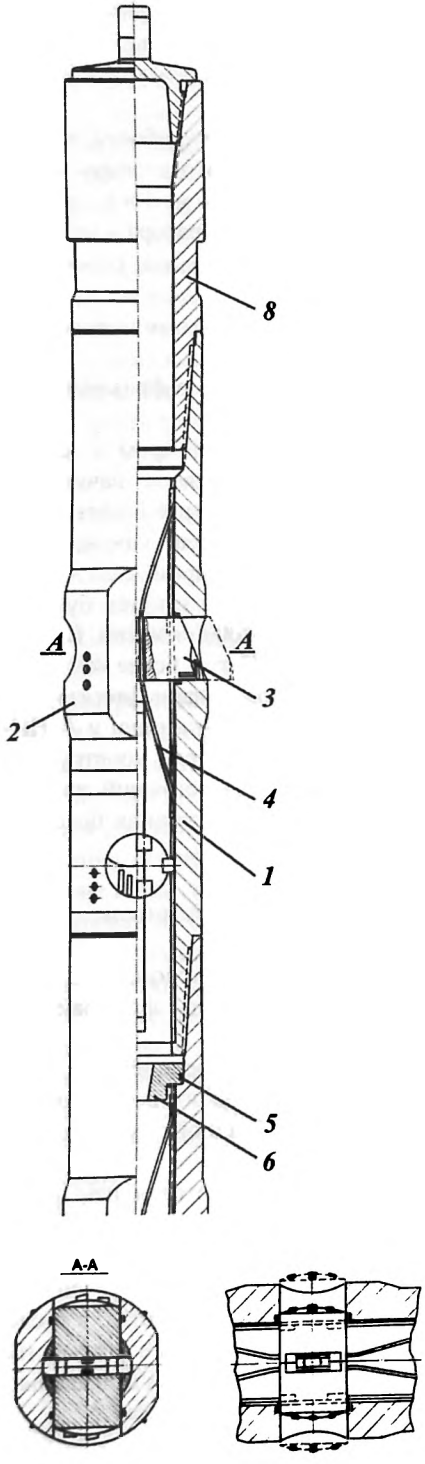
Дальнейшим совершенствованием инструмента для вырезания бокового окна в обсадной колонне являются разработанные институтом АзНИПИнефть фрез-райберы РК-168 и РНЦ.

Фрез-райбер с центрирующим направлением РНЦ состоит из соединённых переводником рабочего райбера в виде усечённого конуса и цилиндрического верхнего райбера. Фрез-райбер РНЦ позволяет формировать боковое окно в обсадной трубе полного профиля за один рейс.

Специалистами НГДУ «Хадыженнефть» разработаны и изготовлялись фрез-райберы РК-3 и РТ-3-143, которые также предназначены для вырезания окна за один рейс.

Для вырезания части обсадной колонны путём фрезерования по всему сечению в 1967 г. конструкторами ВНИИБТ разработана схема специального устройства, а в следующем году изготовлен опытный образец устройства ВУ-140.1. Данное устройство прошло испытание на экспериментальном стенде и промысловые испытания в скважинах НПУ «Черноморнефть» производственного объединения «Краснодарнефтегаз».

На основании результатов испытания разработана принципиально новая конструкция многоступенчатого вырезающего устройства УВМ.140.1 (рис. 1.29).



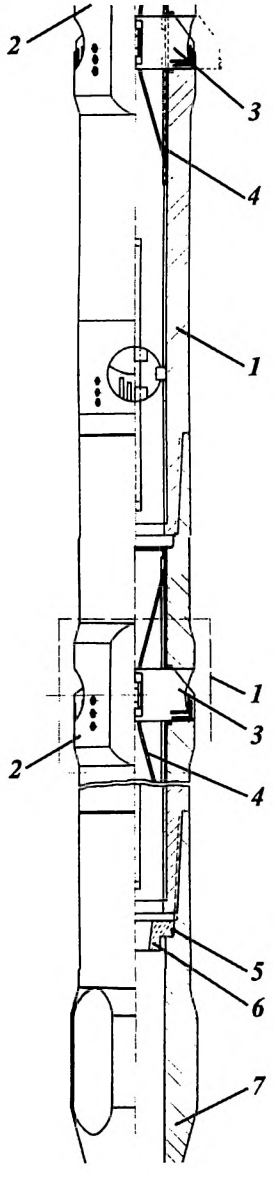


Рис. 1.29. Общий вид вырезающего устройства УВМ-140.1

Устройство УВМ.140.1 включает корпус из отдельных секций 1 с центратором 2, в каждой из которых в гидроцилиндрах установлены резцы 3 с пружинами 4 и сопла 5 с уплотнениями 6. Пружины 4 удерживают резцы 3 в транспортном положении при спуске устройства в скважину и возвращают их в исходное положение после прекращения циркуляции промывочной жидкости. Сопла 5 предназначены для создания перепада давления между полостью секции 1 корпуса устройства и скважиной, которое необходимо для выдвижения резцов 3 в рабочее положение.

В нижней части устройства расположен направляющий центратор 7.

В связи с различным назначением резцы 3 могут быть выполнены четырёх типов (рис. 1.30):

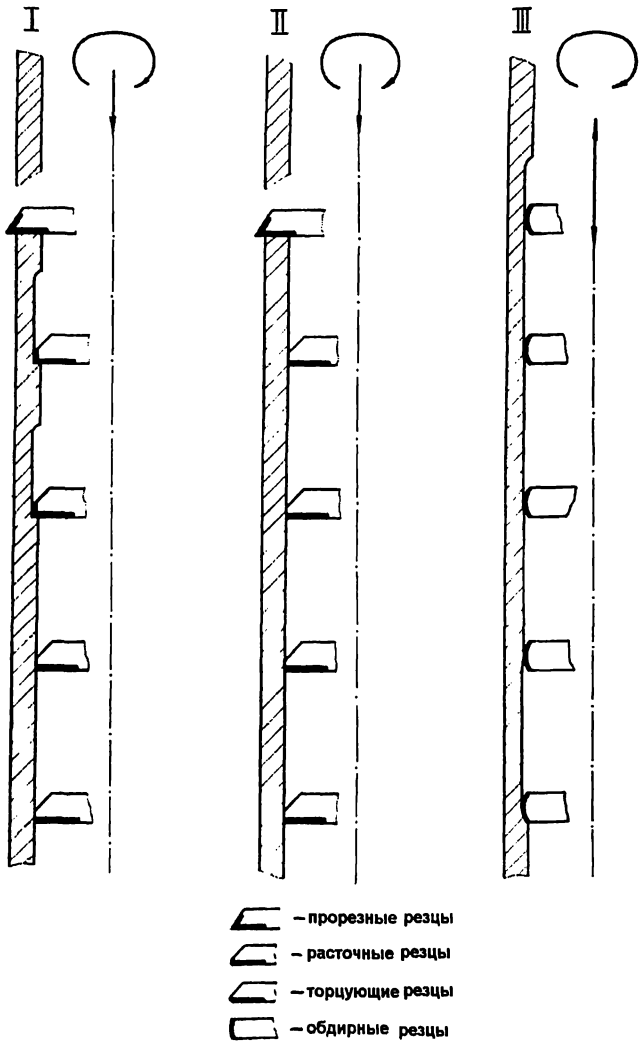


Рис. 1.30. Схема работы вырезающего устройства УВМ.140.1

- резцы типа А, расположенные в верхнем ряду, предназначены для прорезания стенки обсадной трубы и имеют форму, обеспечивающую быстрое их внедрение в стенку трубы.

- резцы типа Б предназначены для растачивания внутренней поверхности обсадной трубы (уменьшение толщины стенки трубы) и торцевания, расположены в два ряда под прорезными резцами. Имеют две режущие поверхности: внешнюю, обеспечивающую растачивание трубы и торцевую.

- резцы типа В – предназначены только для торцевания стенки обсадной трубы и установлены в несколько рядов ниже расточных резцов, имеют одну режущую поверхность – торцующую.

- резцы типа Г – являются обдирными вставляются взамен резцов типа А, Б, В и Г. Предназначены для уменьшения толщины стенки трубы при расхаживании устройства с вращением.

Устройство может работать по трём схемам (рис. 1.30) в зависимости от типа резцов.

Технологические приёмы работы с вырезающим устройством УВМ.140.1 заключаются в следующем.

После спуска устройства в скважину на заданную глубину бурильная колонна вращается ротором и запускается буровой насос. За счёт перепада давления промывочной жидкости в соплах 5 резцы 3 выдвигаются в радиальном направлении. Расположение и диаметр сопел 5 выбираются таким образом, чтобы давление промывочной жидкости на расточные резцы было больше, чем на торцующие и меньше, чем на прорезные резцы. Поэтому за одно и то же время прорезные резцы, интенсивно внедряясь в стенку обсадной трубы, прорезают её, расточные резцы внедряются в стенку трубы на часть её толщины, а торцующие только скользят по внутренней поверхности трубы.

При увеличении осевой нагрузки на устройство прорезные резцы торцуют стенку трубы, а расточные – углубляют и расширяют внутреннюю её поверхность.

После сработки режущих элементов прорезных резцов, устройство приподнимают так, чтобы верхний ряд расточных резцов достиг вырезанного прорезными резцами участка обсадной трубы. При этом расточные резцы полностью выдвинутся из корпуса.

При подаче бурильного инструмента вниз верхние расточные резцы будут торцевать расточенную стенку трубы, а нижние расточные резцы продолжат углубление и расширение её внутренней полости.

После изнашивания верхних расточных резцов бурильный инструмент приподнимается, торцевание ведётся расточными резцами нижнего ряда, а торцующие резцы верхнего ряда войдут в расширенную расточными резцами участок обсадной трубы и будут углублять её. Затем устройство снова приподнимают и торцевание ведётся верхним рядом торцующих резцов, а торцующие резцы следующего ряда продолжают углубление расточенной полости трубы. Таким образом, продолжается формирование окна до полной сработки всех резцов.

Сложная технология формирования окна, а также низкая надёжность работы вырезающего устройство УВМ.140.1, заставили конструкторов ВНИИБТ под руководством В.А. Федорычева вернуться к схеме, реализованной в устройстве ВУ-140.1, на базе которой и было создано вырезающее устройство УВУ-168.

Устройство УВУ-168 включает корпус, состоящий из верхней 1 и нижней 2 частей, расположенный в корпусе поршень 3 с толкателем 4, вырезающий узел с наконечником 5 и центратор (рис. 1.31).

Толкатель 4 и поршень 3 имеют осевой канал для прохода промывочной жидкости, причём поршень 3 поджат возвратной пружиной 6 относительно верхней части 1 корпуса.

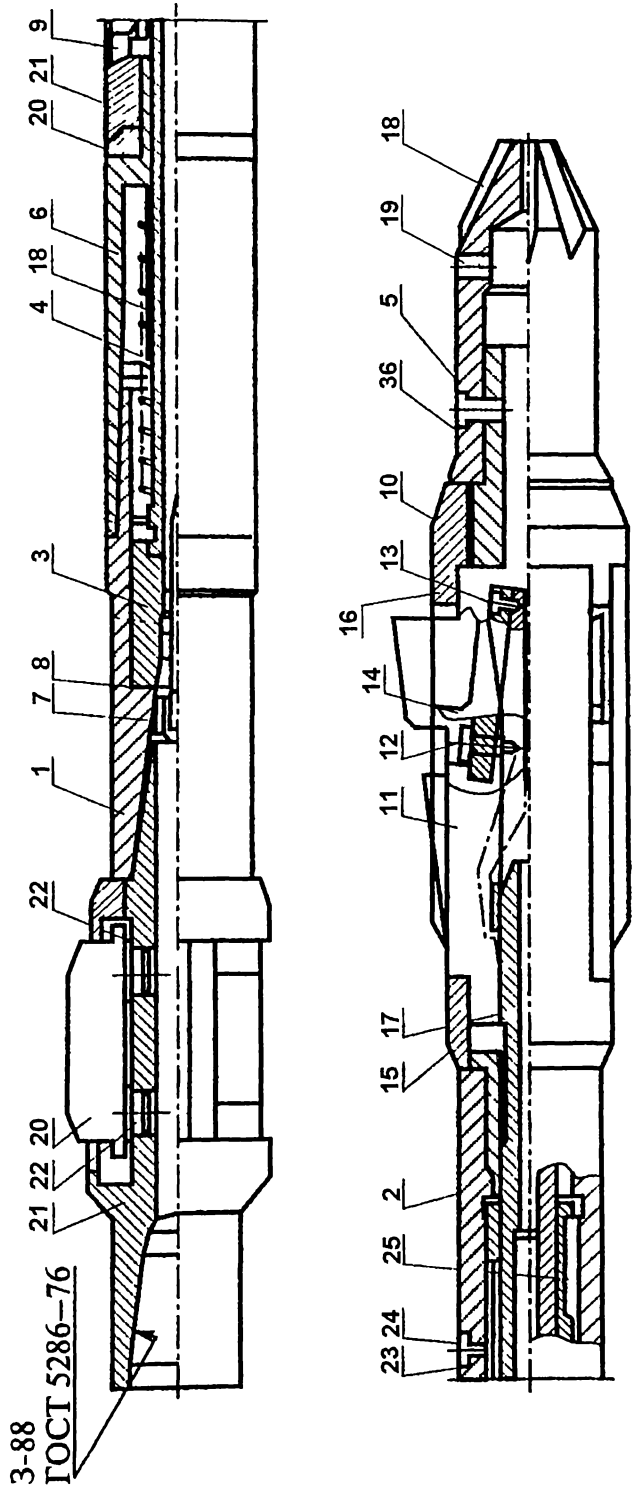


Рис. 1.31. Вырезающее устройство УВУ-168

В верхней части 1 корпуса установлена втулка 7 с иглой 8, расположенной проходном канале поршня 3. Верхняя 1 и нижняя 2 части корпуса установлены с возможностью осевого перемещения и закреплены в рабочем положении подпружиненной защёлкой 9. В корпусе 10 вырезающего узла установлено три рычага 11 с закреплёнными с помощью винтов 12, 13 резцами 14. Выдвижение рычагов 11 ограничивается кольцевой опорой 15 и ограничителем 16. На
уровне рычагов 11 в толкателе 4 установлено пружинное кольцо 17 для фиксации рычагов 11 в транспортном положении. В нижней части корпуса 10 вырезающего узла на резьбе установлен наконечник 5, с рабочими элементами 18 для разбуривания цементных пробок и промывочными отверстиями 19. В верхней части корпуса вырезающего устройства может быть установлен центратор, выполненный в виде направляющих лопастей 20, которые установлены в корпусе 21 с помощью гидроцилиндров 22.

Работа вырезающего устройства осуществляется следующим образом.

После спуска УВУ-168 в скважину включают ротор бурового станка, затем буровой насос. При прохождении промывочной жидкости через кольцевой зазор между иглой 8 и поршнем 3 возникает перепад давления, под действием которого поршень 3, сжимая пружину 6, вместе с толкателем 4 перемещается вниз. Толкатель 4 в свою очередь выдвигает из корпуса 10 вырезающего узла в радиальном направлении рычаги 11 вместе с резцами 14 до соприкосновения последних с обсадной трубой. Резцы 14 при вращении вырезающего устройства прорезают стенку обсадной трубы, а рычаги 11 выдвигаются в рабочее положение, которое ограничивается кольцевой опорой 15 и ограничителем 16. При этом поршень 3 смещается ниже иглы 8, что увеличивает сечение канала для прохода бурового через поршень 3. Таким образом, о рабочем положении рычагов 11 можно определить по снижению давления в нагнетательной линии бурового насоса. При равномерной подаче вниз с вращением вырезающее устройство будет осуществлять фрезерование обсадной трубы по всему сечению. При отрыве резцов 14 от торца обсадной трубы и прекращении подачи промывочной жидкости поршень 3 с толкателем 4 возвращается под действием пружины 6 в исходное положение. При этом толкатель 4, перемещаясь вверх, при помощи пружинного кольца 17 возвращает рычаги 11 в транспортное положение.

В случае заклинивания поршня 3 в рабочем положении при подъеме вырезающего устройства резцы 14 упираются в верхний торец обсадной колонны, а при создании тягового усилия в 22-40 кН защёлка 9 разъединяет верхнюю 1 и нижнюю 2 части корпуса. В результате чего верхняя часть 1 корпуса вместе с поршнем 3 и толкателем 4 перемещается вверх, обеспечивая при этом заход рычагов 11 с резцами 14 внутрь корпуса 10 вырезающего узла. При этом рычаги 11 занимают транспортное положение и не могут выдвинуться даже при прокачивании промывочной жидкости, что позволяет осуществлять циркуляцию в случае прихвата вырезающего устройства в открытом стволе или внутри обсадной колонны.

Конструкция УВУ-168 стала базовой для целого ряда вырезающих устройств и расширителей, разработка которых осуществлялась в последующие годы ВНИИБТ и другими предприятиями России.

1.5.2 Бурение боковых стволов

Теоретические основы технологии бурения скважин с боковыми ответвлениями были разработаны инженерами и учёными ВНИИБТ в середине 50-х годов прошлого века. Бурение первых наклонных боковых стволов осуществляли на площадях НГДУ

«Черноморнефть» и НГДУ «Орджоникидзенефть» в начале 70-х годов. Наклонные боковые стволы забуривались по технологии ВНИИБТ с зарезного цементного моста из полностью вырезанного участка обсадной колонны. Показатели бурения боковых стволов на месторождениях НГДУ «Черноморнефть» приведены в табл. 1.5.

Бурение боковых стволов (табл. 1.5) осуществлялось по технологии и с применением технических средств, разработанных специалистами ВНИИБТ в рамках темы НИОКР «Разработка методов и средств вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами», руководителями которой были на тот момент времени А.Г.Калинин, О.С. Чвыков. Вырезание части обсадной колонны по всему сечению производилось с применением специального вырезающего устройства, разработанных группой конструкторов ВНИИБТ под научным руководством В.А. Федорычева. В работах по проектированию и строительству боковых опытных стволов принимали участие Я.А. Гельфгат и А.М.Григорян.

ТАБЛИЦА 1.5

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НАКЛОННЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ (НГДУ «ЧЕРНОМОРНЕФТЬ)

Номер скважины	Площадь	Интервал бурения,* м	Длина ствола, м	Смещение, м	Способ бурения, м	
					турбинный	ротор
90	Зыбза	500-890	390	290	390*	
559	Карская	1200-1488	288	150	190*	98
16	Смоленская	1700-2040	340	120	150	190
732	Карская	718-1250	540	155	140	400
423	Троицкая	986-1560	564	188	130	434
421	Троицкая	1019-1613	594	224	145	449
749	Кипячая	486-906	420	182	85	335
798	Кипячая	560-895	335	177	110	225
643	Зыбза	1364-1743	389	199	208	181

*забойный двигатель-отклонитель типа ОТ2Ш-127, в остальных случаях – ОТ-127

По технологии ВНИИБТ из скважины № 90 на площади Зыбза был пробурен наклонный боковой ствол. Смещение забоя бокового ствола составило 290 м при длине ствола 393 м и максимальном значении зенитного угла 82° (рис. 1.32).

После успешного эксперимента по бурению бокового ствола с большим смещением из эксплуатационной колонны скважины № 90 на площади Зыбза опытные работы были продолжены на скважине № 559 на Карской площади.

На Карском участке продуктивным является кумский горизонт, сложенный песчаниками с пропластками глин. Кровля продуктивного пласта расположена на глубине 1450 м. На основании имеющихся геологической информации был разработан проектный профиль, который включал участки увеличения и стабилизации зенитного угла (рис. 1.33). После окончания бурения боковой ствол должен быть обсажен хвостовиком диаметром 114 мм и перфорирован в зоне продуктивных отложений.

Горизонтальная проекция фактического профиля бокового ствола скважины № 559 Карская представлена на рис. 1.34.

Поскольку вскрытие продуктивного горизонта предполагалось вести на буровом

растворе с плотностью 1.75 г/см^3, то при составлении проекта учитывалась необходимость бурения прямолинейного участка роторным способом.

В эксплуатационной колонне диаметром 168 мм с помощью вырезающего устройства УВ-140.2 в интервале 1200-1206.8 м была вырезана по всему сечению часть обсадной трубы. Забуривание осуществлялось следующей КНБК: трёхшарошечное долото диаметром 140 мм типа С, турбинный отклонитель ОТ2Ш-127 с искривленным перевод ником (2°) между шпинделем и средней секцией и вторым искривленным переводником (1°) – между средней секцией и верхней секциями, ориентирующий переводник и бурильные трубы диаметром 89 мм. Турбинный отклонитель ориентировали с помощью устройства Шаньгина-Кулигина. Забуривание бокового ствола было произведено с цементного моста при углублении на 5.2 м. Дальнейшее бурение велось турбинным отклонителем ОТ-5" с интенсивностью 2.5°/10м. После достижения зенитного угла 33° дальнейшее бурение производили роторным способом с применение стабилизатора. Вскрытая мощность продуктивного пласта оказалась 46 м вместо ожидаемой 180 м, поэтому бурение бокового ствола было прекращено при глубине 1488 м.

При строительстве боковых стволов искривленные интервалы бурили турбобуром-отклонителем, а прямолинейные – роторным способом. Для забуривания и бурения искривленных интервалов применялся также винтовой забойный двигатель, над

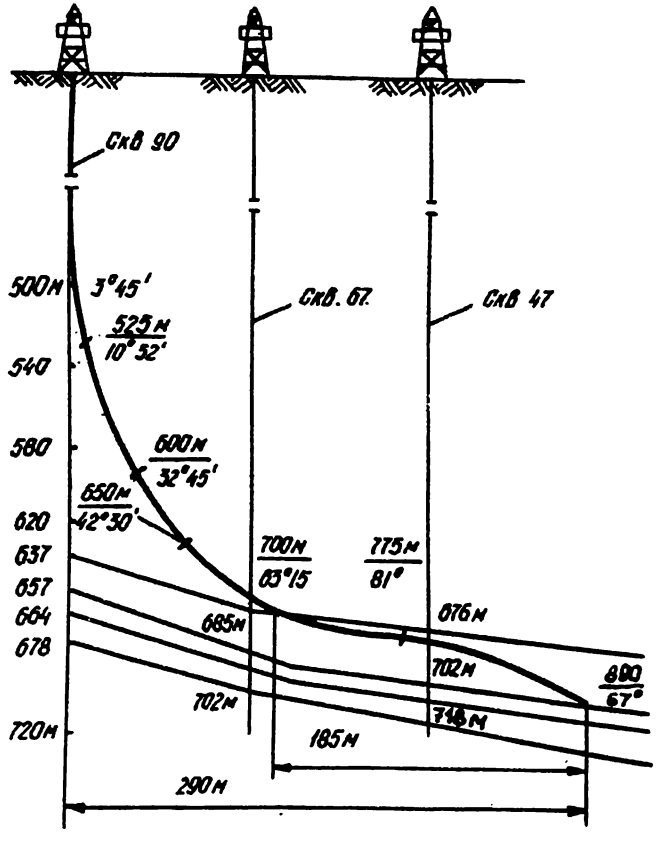


Рис. 1.32. Профиль наклонного бокового ствола скважины № 90 Зыбза

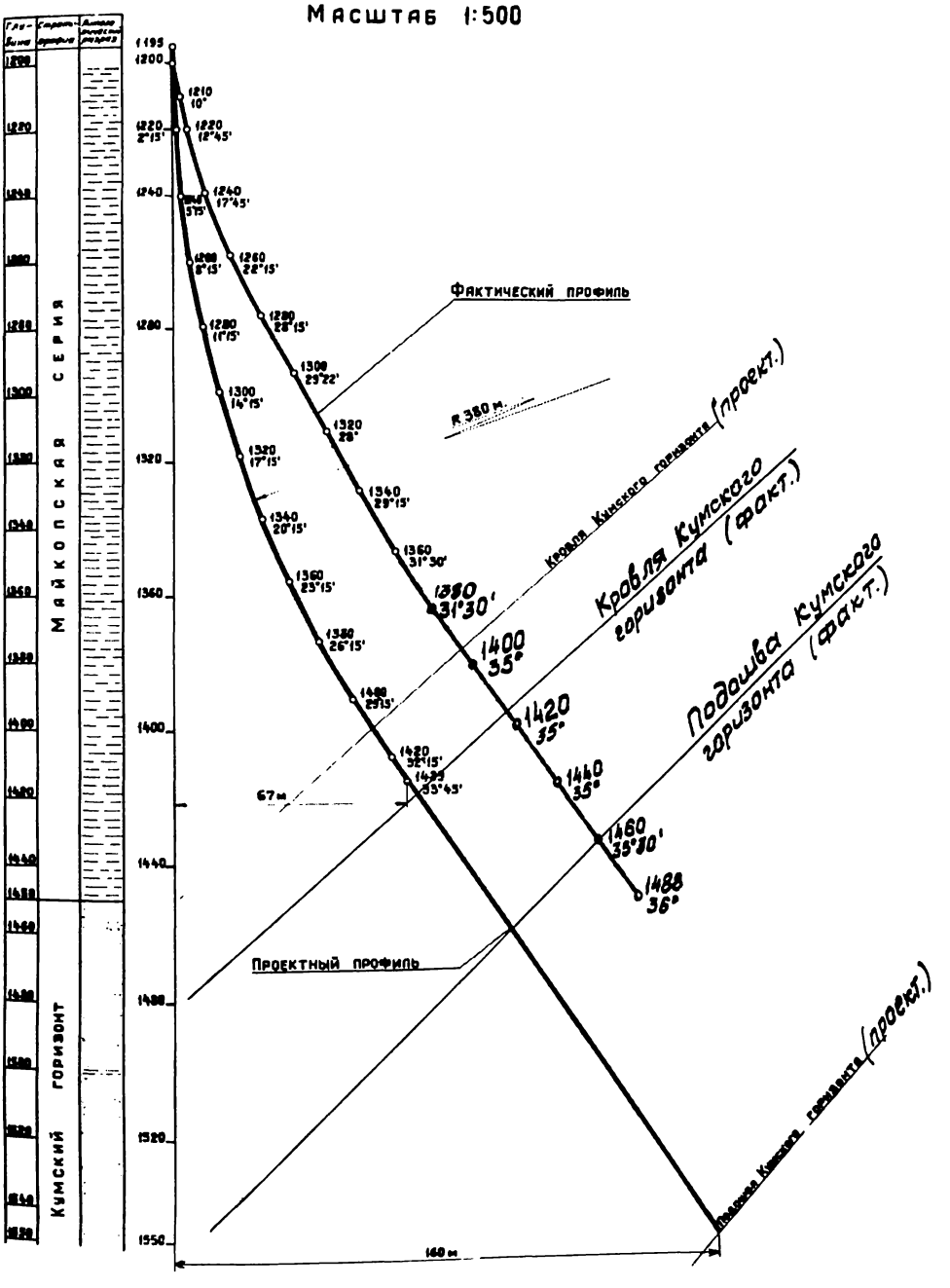


Рис. 1.33. Проектный и фактический профиль бокового ствола бокового ствола скважины № 559 Карская

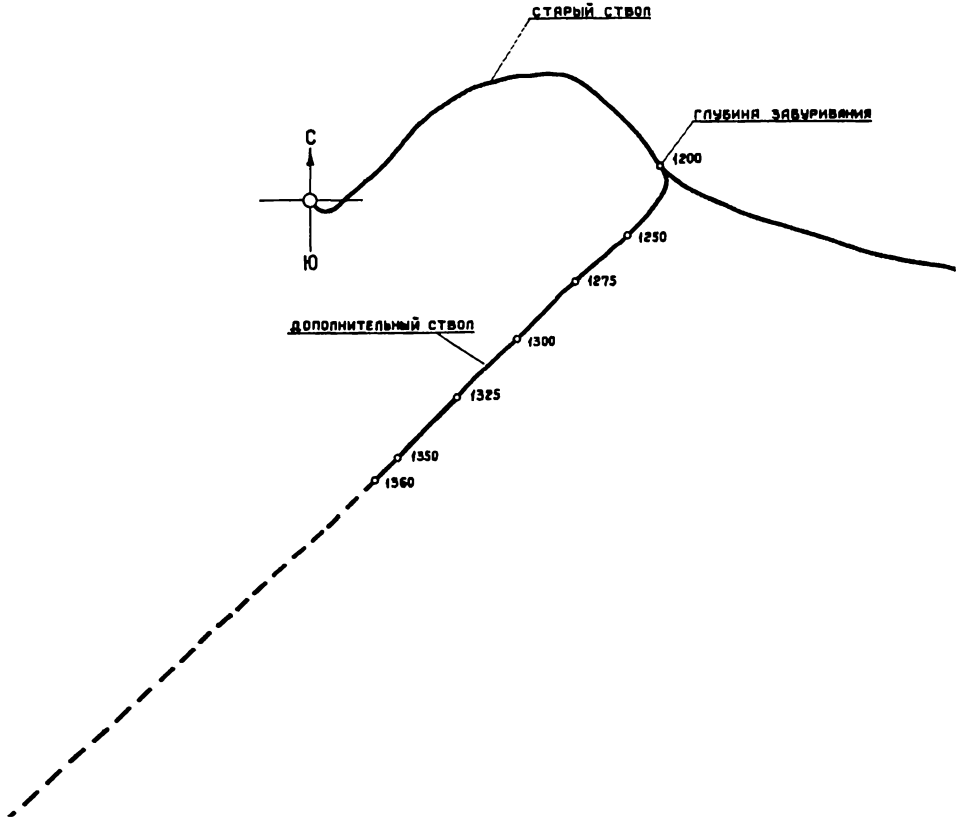


Рис. 1.34. Горизонтальная проекция бокового ствола бокового ствола скважины № 559 Карская

которым устанавливался искривленный под углом 1.5° переводник, что позволило осуществлять проводку ствола с интенсивностью 4°40' на 10 м проходки. С помощью винтового двигателя были пробурены боковые стволы в скважинах №№ 1055, 424 и 1123 (НГДУ «Орджоникидзенефть).

В условиях падения нефтедобычи в начале 90-х годов для стабилизации положения отрасли необходимы были новые нестандартные решения. Одним из таких решений стала технология строительства горизонтальных боковых стволов (БС) из бездействующих и малодебитных скважин, фонд которых только в Западной Сибири на тот момент времени превышал 40 тысяч скважин.

ВНИИБТ в рамках государственных межотраслевых научно-технических программ:

- «Комплексная программа создания принципиально новых систем разработки месторождений нефти с помощью горизонтальных и разветвлено-горизонтальных скважин (ГС и РГС) и их широкомасштабное внедрение» (Программа «Горизонт»);
- «Важнейшие народно-хозяйственные программы и проекты», Министерство науки и технической политики РФ, госзаказ - код 802, «Технология и техника строительства горизонтального ствола по малому радиусу искривления из эксплуатационных колонн бездействующих нефтяных и газовых скважин» (1994-1996 гг.);

• Приоритетный НИОКР ЦФ Комитета нефтяной промышленности Минтопэнерго РФ: 92.107.92. «Разработка ТЭС по технологии и техническим средствам радиального бурения»

было поручено создание отечественной технологии и технических средств для строительства боковых горизонтальных стволов и ответвлений.

Разработка технологии бурения горизонтальных БС из скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 140, 146 и 168 мм осуществлялась на основе опыта бурения, полученного инженерами ВНИИБТ в процессе проектирования и строительства многозабойных скважин. При этом разработчикам необходимо было решить ряд принципиально новых научно-технических задач:

- разработка методики проектирования и расчёта параметров пространственного профиля наклонно направленного и горизонтального БС;

ориентирование забойного двигателя-отклонителя в обсадной колонне, являющейся магнитной средой;

разработка технологии забуривания БС с зарезного цементного моста в интервале, ограниченном вырезанной частью или «щелевидным окном» в обсадной колонне;

создание конструкций специальных винтовых забойных двигателей для забуривания и бурения БС по среднему и малому радиусу искривления;

разработка алгоритма контроля и управления проводкой БС по проектной траектории;

создание технических средств для измерения параметров горизонтальной части БС;

- разработка устройств для подвески хвостовика в обсадной колонне с последующим его цементированием или без цементирования.

К 1992 году учёными и конструкторами ВНИИБТ была завершена работа над созданием технико-технологического комплекса для бурения и крепления наклонных и горизонтальных БС из эксплуатационных колонн, который включал:

пакет программ для ЭВМ «Наклонно-направленное бурение - ННБ» для проектирования, контроля и управления проводкой БС;

- устройства для вырезания участка обсадной эксплуатационной колонны диаметром 146 мм и 168 мм УВ-114 и УВУ-168 соответственно;

устройство для ориентирования забойного двигателя-отклонителя на основе гироскопического инклинометра;

специальные зарезные безопорные долота;

малогабаритную телеметрическую систему «ЭТО-36» с проводным каналом связи;

винтовые забойные двигатели серии «ДГ» диаметром 106 мм с центрирующими и калибрующими, шарнирными элементами;

технологическую оснастку для перемещения геофизических приборов в горизонтальном стволе;

- устройство подвески и герметизации кольцевого пространства хвостовиков типа «УПГХ».

Опытно-промысловые работы по испытанию технико-технологического комплекса разработанного ВНИИБТ были проведены в 1992-1993 г.г. при строительстве горизонтального бокового ствола из бездействующей вертикальной скважины № 12130 на Ен-Яхинской площади Уренгойского газоконденсатного месторождения.

Инженерно-технологический сервис при бурении бокового ствола осуществляли специалисты лаборатории наклонно-направленного бурения ВНИИБТ (заведующий лабораторией А.С.Оганов).

В интервале 1113÷1120.5 м с помощью вырезающего устройства УВУ-168 по всему сечению роторным способом была вырезана обсадная колонна диаметром 168 мм. Забуривание БС производили с цементного моста в интервале 1113.6÷1117.1 м следующей КНБК: долото III-139Д СЦВ, винтовой забойный двигатель-отклонитель (ВЗДО) ДГ-106 с углом перекоса секций 3°30', гироскопическое ориентирующее устройство «Зенит-106», НКТ диаметром 101.6 мм.

При бурении БС использовался полимерный меловой раствор по рецептуре института «ТюменНИИгипрогаз».

Бурение участка БС с увеличением зенитного угла до кровли сеноманских отложений осуществляли с помощью КНБК: долото III-139.7 СЦВ (III -139.7 СВКШ), ВЗДО ДГ-106 (угол искривления 3°30' и 3°), бурильные трубы диаметром 89 мм и НКТ диаметром 101.6 мм. Фактический профиль БС показан на рис. 1.35. Хвостовик, составленный из НКТ-101.6 с фильтром длиной 108 мм, был подвешен в эксплуатационной колонне на специальном устройстве. После освоения БС дебит скважины № 12130 превысил дебит соседних наклонных скважин в четыре раза [62, 106].

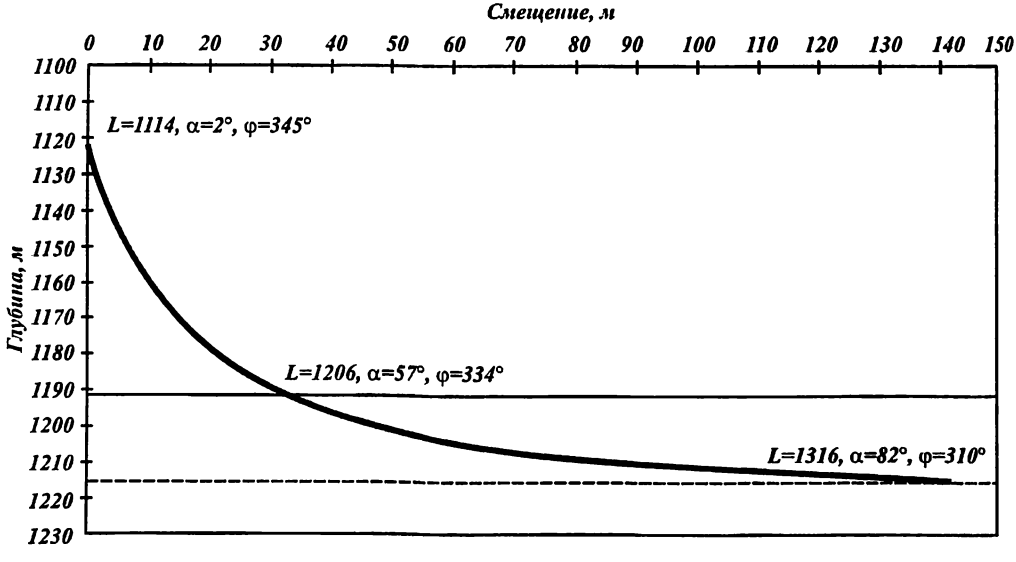


Рис. 1.35. Фактический профиль бокового ствола скважины № 12130 Ен-Яхинская

В 1997 г специалисты ВНИИБТ впервые в Юго-Восточной Азии провели опытные работы по восстановлению производительности скважины в условиях шельфового месторождения Белый Тигр, эксплуатацию которого осуществляет совместное российско-вьетнамское предприятие СП «Вьетсовпетро». Запланированная для бурения наклонно направленного БС скважина № 74 была расположена на морской стационарной платформе МСП-6.

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм была вырезана в интервале 2555÷2565 м с помощью универсального вырезающего устройства УВУ-168. Для бурения наклонно направленного БС использовались винтовые забойные двигатели ОДГ2-

108 и ДГ-108. Средняя механическая скорость бурения составляла 4.5 м/час при осевой нагрузке на долото - 50 кН. Для бурения наклонно прямолинейных интервалов профиля БС применялась КНБК: долото III 139.7 СЗ-ГАУ, винтовой двигатель ДГ-108 с центратором диаметром 134 мм. Бурение БС было завершено на глубине 3067 м.

В БС был спущен "хвостовик" диаметром 101.6 мм, который в процессе цементирования закрепили в эксплуатационной колонне с помощью подвески УПГХ-101. Дебит восстановленной скважины увеличился пятикратно [63].

По инициативе генерального директора НПО «Буровая техника»-ВНИИБТ А.Г.Мессера были проведены опытно-промысловые работы по строительству горизонтальных БС на газоконденсатном месторождении (ГКМ) Штормовое в Черном море.

Все работы по строительству БС производились с самоподъемной буровой установки «Таврида» (ГАО «Черноморнефтегаз»). Бурение БС в скважинах № 21 и № 22 Штормовая осуществляли из «окна» в обсадной эксплуатационной колонне диаметром 146 мм.

В скважине № 21 Штормовая БС планировалось забурить в отложениях верхнего палеоцена, где зенитный угол старого ствола равен 35.5°, а азимут - 85°. Цель бурения заключалась в пересечении горизонтальным стволом длиной 200 м высокопродуктивной части пласта в интервале вертикальных глубин 1820-1830 м.

Проектный профиль БС включает интервал увеличения зенитного угла с 35.5° до 88.5° и азимута с 85°до 110°, а также прямолинейный горизонтальный участок. БС забурен с зарезного цементного моста на глубине 2131 м. Положение двигателя-отклонителя при забуривании постоянно контролировалось с помощью телеметрической системы «ЭТО-ВНИИБТ» [51, 83, 84, 85].

Фактический профиль БС, пробуренного из наклонной скважины № 21 Штормовая, представлен на рис. 1.36.

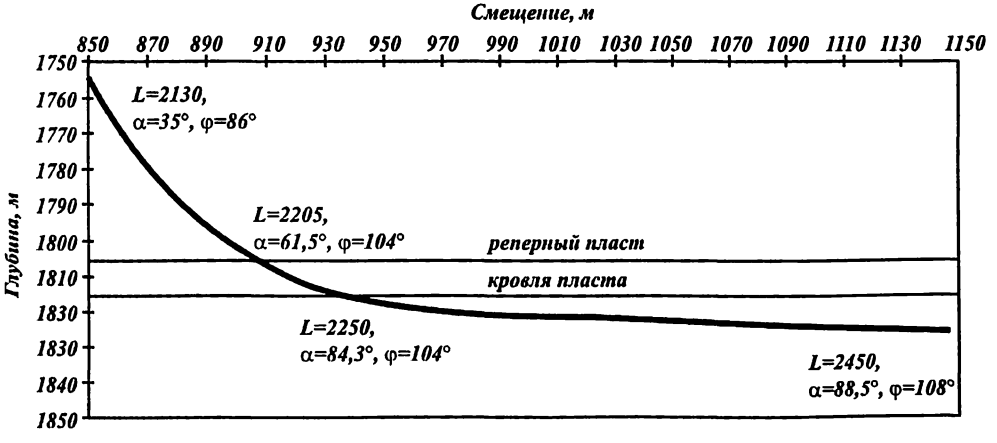


Рис. 1.36 Фактический профиль бокового ствола скважины № 21 Штормовая

По аналогичной технологии был пробурен горизонтальный БС из скважины № 22 Штормовая.

Уникальным, не имеющим аналогов в отечественной промысловой практике, является опыт бурения дополнительного ствола из горизонтального участка скважины

№ 28 Штормовая. За счёт бурения дополнительного ствола из башмака эксплуатационной колонны диаметром 146 мм длина горизонтального участка скважины № 28 Штормовая была увеличена на 150 м (рис. 1.37). Горизонтальный ствол скважины № 28 вместе с дополнительным стволом позволил отбирать газ и газоконденсат с периферийной части месторождения Штормовое.

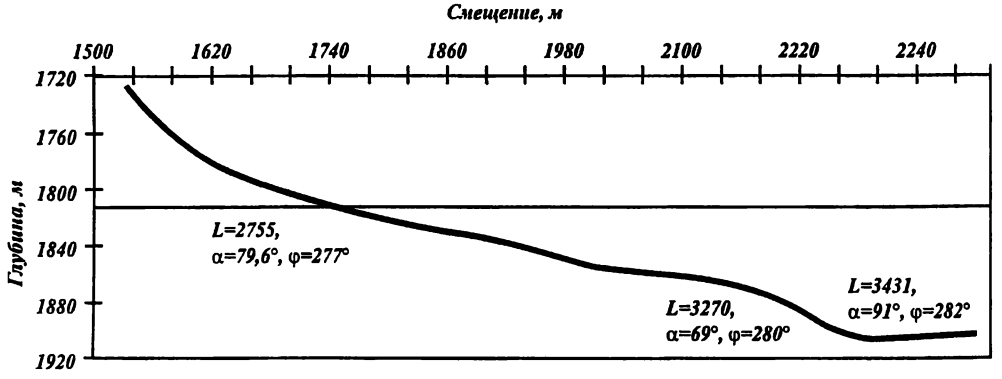


Рис. 1.37. Фактический профиль горизонтального ствола скважины 28 Штормовая

Значительный вклад в создание, промысловое испытание и внедрение технико-технологического комплекса для строительства наклонных и горизонтальных БС внесли учёные и конструкторы ВНИИБТ: О.К. Рогачёв, А.С. Повалихин, А.С. Оганов, Д.Ф. Балденко, Н.Ф. Мутовкин, А.В. Власов, В.М.Беляев, В.В.Кириченко, В.А. Федорычев, Л.Х. Фарукшин, Л.А. Райхерт, С.В.Никитин. В проводке первых горизонтальных боковых стволов непосредственно на месторождениях принимали участие специалисты ВНИИБТ: С.Л.Райхерт, П.Э. Камский, В.Е.Мишуков, В.Ю.Шилов, С.Г.Шутько.

Практическое применение и внедрение технологии бурения наклонных и горизонтальных БС стало возможным благодаря творческому участию специалистов нефтегазовых компаний России и зарубежных стран: А.А.Ахметова, В.Н.Москвичёва (ПО «Уренгойгазпром»), А.В.Козлова, В.Г.Глушича (ГАО «Черноморнефтегаз»), Лыонг В.Т., Кхуе Х.Н., Ньяк Л.К. (СП «Вьетсовпетро»).

Опыт восстановления скважин на нефтегазовых месторождениях на суше и на морском шельфе подтвердил высокую экономическую эффективность строительства горизонтальных БС.

Промышленное использование нефтяными компаниями России технологии бурения БС для реконструкции бездействующих и малодебитных скважин началось с середины 90-х годов. С 2000 года объём строительства боковых стволов увеличивается исключительно высокими темпами, например, уже в 2005 г на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» зарезку БС произвели в 332 скважинах [50, 67, 98]. В связи с большим количеством скважин-кандидатов для бурения БС, а также участков залежей, нерентабельных для строительства дополнительных новых скважин, ОАО «Сургутнефтегаз» до 2015 г. планирует построить 6500 БС. На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть», находящихся в завершающей стадии разработки, планируется восстановить до 20% малодебитных нерентабельных скважин методом бурения БС. Увеличи-

ваются объёмы бурения БС на площадях, разрабатываемых нефтяными компаниями ОАО «НК-Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР».

Анализ результатов эксплуатации горизонтальных БС на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» за период 2001-2005 г.г. показывает, что к 2005 г. средний дебит скважины снизился, как по жидкости, так и по нефти [10]. Это при том, что средняя протяжённость БС по пласту увеличивалась из года в год. Причём, если средний дебит жидкости на 10 м ствола уменьшается незначительно с увеличением средней протяжённости БС в пласте, то аналогичный показатель по нефти при этом снижался с гораздо большим темпом.

Таким образом, данные, приведенные в работе [10], говорят о том, что возможности горизонтальных БС в условиях месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» близки к своему пределу. Значительно более высокие показатели по данным указанной выше работы были получены при эксплуатации многозабойных скважин.

Опыт эксплуатации первых многозабойных скважин выявил ряд существенных проблем, связанных со сложностью освоения, контроля работы и ремонта каждого ответвления от основного ствола [20]. Дело в том, что в силу анизотропии горных пород пласта по пористости и проницаемости отбор пластового флюида производится неравномерно по контуру питания многозабойной скважины. При этом возможно обводнение одного или нескольких стволов, что приводит к обводнению скважины в целом. Необходим постоянный контроль и управление дебитом каждого ответвления, что предполагает в процессе работы скважины частичное или полное перекрытие отдельных БС. В сложных условиях интенсивно эксплуатируемых нефтяных месторождений «жизнь» боковых стволов может быть очень короткой, что существенно снижает эффективность многозабойных скважин. В целях повышения КИН и эффективности добывающих скважин предлагается новый подход к их проектированию и строительству, в соответствии с которым бурение боковых ответвлений осуществляется поэтапно в процессе эксплуатации скважины. При этом основным критерием является состояние пласта в контуре питания скважины на момент принятия решения. Причём бурение ответвлений производится в ту область пласта, которая по данным гидродинамической модели является наиболее перспективной. При таком подходе повышается эффективность строительства и эксплуатации многоствольных скважин, так как архитектура такой скважины развивается в соответствии с текущим состоянием эксплуатируемой залежи. Для этого уже на стадии разработки рабочего проекта, конструкция эксплуатационной колонны разветвляющейся многоствольной скважины (РМС) в интервалах, где планируется забуривание ответвлений, должна предусматривать возможность формирования бокового окна, дальнейшее забуривание БС и подвески хвостовика. Профиль основного ствола такой скважины необходимо проектировать и оптимизировать с учётом минимальной суммарной длины всех запланированный к бурению стволов и ответвлений.

1.6. Многозабойные скважины

Строительство первых многозабойных скважин началось в 1951 г. на Карташёвском месторождении нефти, которое представляет собой погруженный рифовый массив (известняк) мощностью от 100 до 300 м с крайне неравномерными пористостью и проницаемостью в горизонтальном и вертикальном направлениях. Рифовые нефтеносные известняки состоят из замкнутых или разветвленных пор, высокопроницаемых и хорошо насыщенных нефтью участков и линз самых различных форм и размеров, ко-

торые окружены плотными известняками и доломитами.

Вскрытие продуктивного разреза таких месторождений обычными скважинами приводило к попаданию части скважин в области с низкой проницаемостью, где движение нефти к забоям затруднено или невозможно. Поэтому значительная часть скважин принималась в эксплуатацию с весьма низкими (менее 1 т/сут) дебитами, тогда как в соседних с ними скважинах дебиты достигали нескольких десятков тонн в сутки и более.

В данных условиях строительство многоствольных скважин обещало быть высокоэффективным, а большая мощность, монолитность и устойчивость продуктивного разреза облегчали выполнение технических задач. Экспериментальные работы по проектированию и строительству многозабойных скважин осуществлялись специалистами ВНИИбурнефть (с 1957 г. – ВНИИБТ) под руководством непосредственного разработчика технологии многозабойного бурения инженера А.М.Григоряна [18].

Из-за отсутствия специальных коротких турбобуров первые две скважины № 59/45 и № 64/45 с тремя ответвлениями каждая были пробурены стандартными турбобурами Т14М-250 ($9^3/_4$"), сравнительно большая длина которых (7.8 м) и вес (2.2 тонн) ограничивали возможности резкого искривления и получения больших углов наклона. В связи с этим для получения отклонений в 40 - 80 м ответвления забуривались на 300 м выше забоя основного ствола. По мере падения пластового давления такая большая высота забуривания ограничивала продолжительность эксплуатации скважины. Кроме того, сравнительно небольшое отклонение ответвлений по вертикали и друг от друга в свою очередь ограничивало зону дренирования таких многозабойных скважин.

В 1952 г. была пробурена третья многозабойная скважина № 65/45 уже с использованием жестких отклоняющих компоновок с короткими (длиной до 3.5 м) турбобурами, изготовленными на месте. В процессе бурения достигнута интенсивность искривления до 8° на 10 м проходки с радиусом кривизны до 70 м, причем из-за необходимости пользоваться обыкновенным способом измерения кривизны углы наклона ствола скважины приходилось искусственно ограничивать, так как при углах свыше 64° продвижение инклинометров уже прекращалось.

Скважина имела восемь ответвлений с максимальным расстоянием между крайними забоями до 300 м. Общая длина стволов скважины в три с лишним раза превышает её вертикальную глубину, почти 80% проходки пройдено непосредственно по продуктивному пласту. Длина самого длинного ответвления составила 392 м. Несмотря на экспериментальный характер работ, недостаточную мощность буровой насосной установки и весеннюю распутицу, многозабойная скважина № 65/45 была проведена с высокой коммерческой скоростью.

В процессе бурения скважины № 65/45 был успешно решен ряд совершенно новых для того времени технологических задач, возникших в связи с новой спецификой бурения:

- бурение наклонных стволов с зенитными углами свыше 50°;
- забуривание и бурение искривленных стволов с радиусом кривизны до 100 м;
- забуривание и проходка искривленных стволов короткими турбобурами;
- выполнение ловильных аварийных работ в стволах-ответвлениях.

В процессе бурения многозабойной скважины успешно прошли испытания укороченные турбобуры типа ТЗ-250 ($9^3/_4$"), которыми забуривались боковые ответвления.

Помимо вопросов технологии проходки скважин нового типа с разветвлением стволов в продуктивном пласте, надо было решить две основные задачи процесса освоения, также не встречавшиеся до этого в нефтяной промышленности:

- быстрый и безошибочный ввод инструмента для промывки в любой по желанию ствол;

- промывка всех стволов после окончания бурения в условиях разветвления.

Решение этих вопросов обеспечивало очистку стволов от бурового раствора и позволило проникать во все стволы-ответвления для кислотных обработок, промывок и для других целей в течение всего дальнейшего периода эксплуатации скважины.

В скважине № 65/45 впервые были промыты и обработаны кислотой ответвления, тогда как во всех предыдущих многозабойных скважинах осваивался только основной ствол, а остальные оставались заполненными буровым раствором. Данная скважина в результате разветвления имела полезную протяженность в продуктивном пласте в 4.6 раза большую, чем обычная скважина на том же участке, что позволило вскрыть значительную поверхность продуктивного пласта. После освоения и кислотной обработки всех стволов скважина № 65/45 сначала работала с установившимся дебитом, в три раза превысившим суммарный суточный дебит девяти окружающих вертикальных скважин. В среднем суточный дебит многозабойной скважины почти в 30 раз превысил средний суточный дебит каждый из девяти окружающих ее скважин и был в 4 раза выше дебита самой лучшей из них. При этом необходимо иметь в виду, что многозабойная скважина № 65/45 была пробурена на «истощенном» куполе массива в качестве уплотнения сетки разработки между давно эксплуатирующимися скважинами.

Экспериментальные работы на основе полученного опыта были продолжены в 1953 г. в скважине № 66/45 на том же месторождении. К началу её бурения был разработан способ принудительного продвижения геофизических снарядов и изготовлены специальные инклинометры с пределом измерений до 105°. Скважина № 66/45 является выдающимся достижением в области многозабойного бурения не только для своего времени. Информация о результатах её строительства стала сенсацией в 1954 г. на IV Международном нефтяном конгрессе в Риме (рис. 1.38). Рекордная скважина № 66/45 имела уже 10 резко искривленных ответвлений с радиусами искривления до 80 м. При вертикальной глубине 600 м общая протяженность скважины равна 1993 м, из которых 1760 м (т. е. свыше 80%) пройдено непосредственно в продуктивном пласте. Максимальное расстояние между крайними забоями равно 332 м.

При проходке этой скважины впервые в истории нефтяной промышленности были получены стволы, переходящие по дуге окружности с вертикального направления на горизонтальное и даже с подъемом вверх. Стволы были продолжены горизонтально вдоль слоя пласта мощностью 10 м на длину от 60 до 168 м. Самый длинный горизонтальный ствол общей длиной 260 м был пробурен в известняках средней крепости за 4 суток со всеми измерительными работами, т. е. со скоростью около 2000 м/ст. мес. Общая скорость бурения по этой скважине составила 700 м/ст. мес., что было выше плановой скорости, установленной в то время в тресте Ишимбайнефть для обычных скважин в тех же условиях.

Бурение проходило без осложнений (затяжки и пр.), присущих обычному вертикальному бурению, за исключением наблюдавшегося недостатка нагрузки на долото по мере увеличения длины горизонтальных участков. Было установлено, что при радиусе искривления около 80 м без применения мер принудительного проталкивания бурильного инструмента длина горизонтальных участков может достигнуть одной трети их вертикальной глубины. Перед вскрытием продуктивного пласта скважина была укреплена кондуктором (он же являлся технической и эксплуатационной колонной) диаметром 377 мм до кровли пласта.

Из девяти ответвлений этой скважины три из них прошли горизонтально между рядами старых эксплуатационных скважин. По величине вскрытой этой скважиной полезной поверхности данный метод приблизился к шахтному способу добычи нефти.

При стоимости в 2.5 большей, чем обычная, скважина № 65/45 после освоения

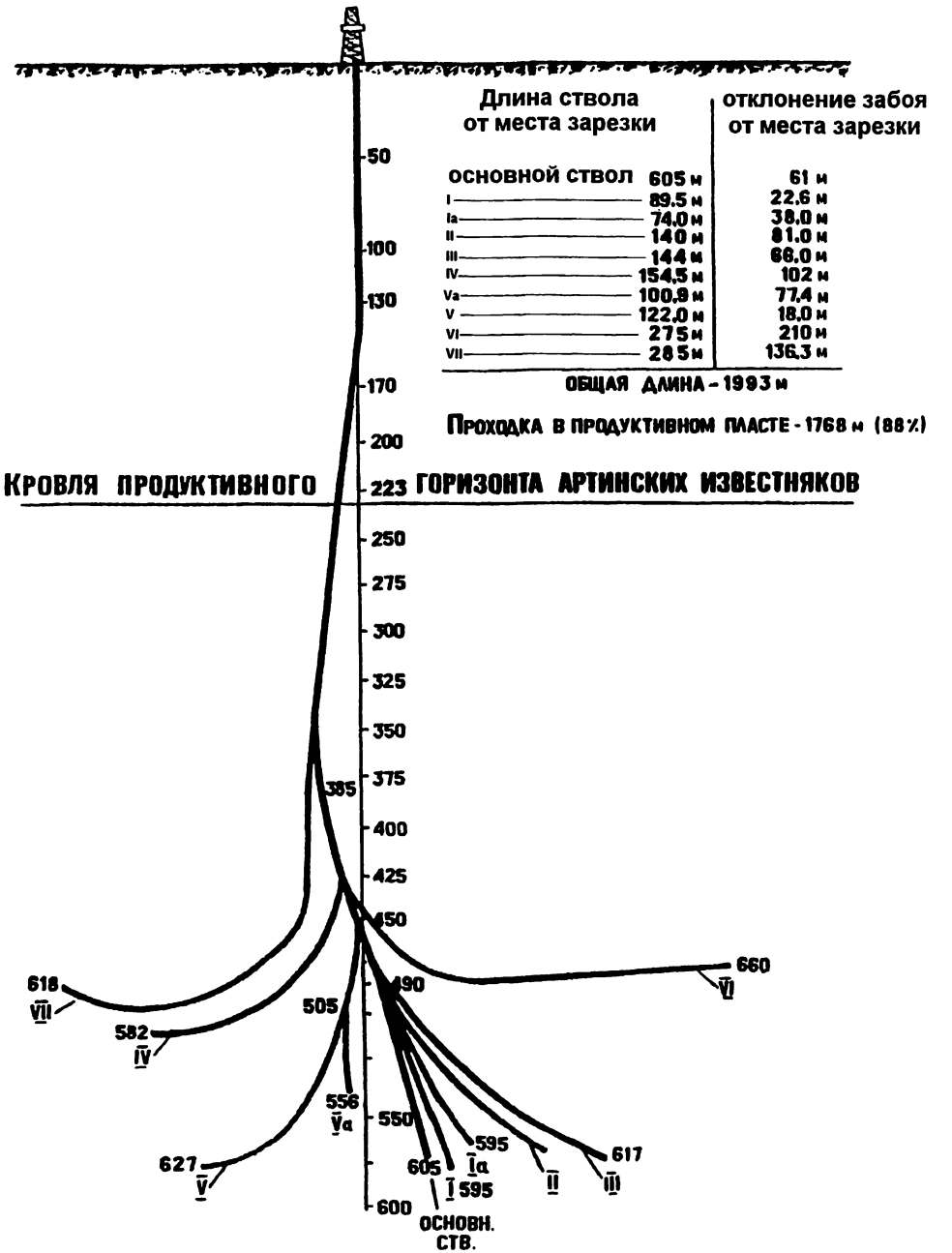


Рис. 1.38. Профиль многозабойной скважины № 66/45 (Карташёвское месторождение)

эксплуатировалась с дебитом, равноценным дебиту нескольких десятков соседних сравнительно высокопродуктивных скважин. В части технологии ввода скважин в эксплуатацию было установлено, что только при полном освоении всех ответвлений дебит многозабойной скважины соответствует её возможностям.

В процессе бурения 7 (№№ 59/45, 64/45, 65/45, 66/45, 67/45, 68/45, 69/45) экспериментальных скважин в 1952-1955 годах на Карташёвской площади треста Ишимбайнефть были созданы и отработаны основные технологические приемы многозабойно-горизонтального бурения.

В 1957-1958 г.г. многозабойное бурение начинает также осваиваться в сложных геолого-эксплуатационных условиях Предкарпатья на старом месторождении Польмины. Нефтеносными коллекторами здесь являются ямненские песчаники, залегающие на глубине 450 - 500 м. Продуктивный разрез этого месторождения состоит из прослоев песчаника, глин и сланцев с общей мощностью продуктивного горизонта 40 - 50 м. Данная залежь разрабатывалась густой сеткой скважин, пробуренных, начиная с 1914 г., с расстояниями от 30 до 80 м друг от друга. На сравнительно небольшой площади эксплуатировалось 23 вертикальные скважины с дебитами от 0.1 до 2 т в сутки.

После экспериментальных работ на старой эксплуатационной скважине № 1388 цехом капитального ремонта НПУ Бориславнефть под руководством специалистов ВНИИБТ были пробурены многозабойно-горизонтальные скважины №№ 1543, 1544 и 1546. Для пропуска к забоям ответвлений искривленного забойного двигателя-отклонителя скважины до глубины 325 - 400 м крепились кондуктором диаметром 377 мм. Ответвления бурились долотами 295.3 мм с промывкой глинистым раствором.

В скважине № 1543 было пробурено в различных направлениях пять дополнительных искривленных стволов с конечными зенитными углами наклона от 45° до 72°, с расстоянием между забоями 40 - 120 м.

После промывки и крепления стволов-ответвлений предварительно перфорированными хвостовиками скважина была испытана на приток и вступила в эксплуатацию с первоначальным дебитом нефти 28 т/сут., тогда как окружающие скважины давали менее 1 т/сут.

На основе достигнутого опыта бурения экспериментальных скважин в 1958 г. впервые была пробурена многозабойная скважина (рис. 1.39) в сплошных неустойчивых породах майкопских отложений в Краснодарском крае на площади Восковая гора. В тектоническом отношении площадь Восковая гора представляет собой пологую моноклиналь с углами падения пород от 7 до 13° на север и северо-восток. Продуктивным является третий горизонт майкопской свиты, залегающий на глубине 980 - 1050 м. Пласт представлен резким чередованием тонкослоистых глин, песков и песчаников. Суммарная мощность нефтеносных прослоев составляет всего 10 - 15% общей мощности. Из-за низкой проницаемости пласта в скважинах уровень нефти снижался до забоя. В близлежащих по отношению к проектируемой многозабойной скважине эксплуатационных скважинах №№ 485, 467, 452 и других среднесуточные дебиты нефти в 1958 г. достигали 0.2 - 0.3 т. Над продуктивным горизонтом разрез представлен майкопскими глинами, где имеются пласты песчаника с высоким пластовым давлением воды. Расстояние от нижнего водяного пласта до продуктового горизонта составляет 60 - 80 м.

Скважина № 754 с вертикальной глубиной 1060 м была пробурена с четырьмя резко искривленными стволами с общей проходкой 1396 м. В результате полезная длина ствола скважины оказалась почти в пять раз больше, чем у обычной вертикальной скважины.

Для данного разреза требовалось решить два основных вопроса: определить длительность сохранения мест разветвления при бурении, что необходимо для спуска бу-

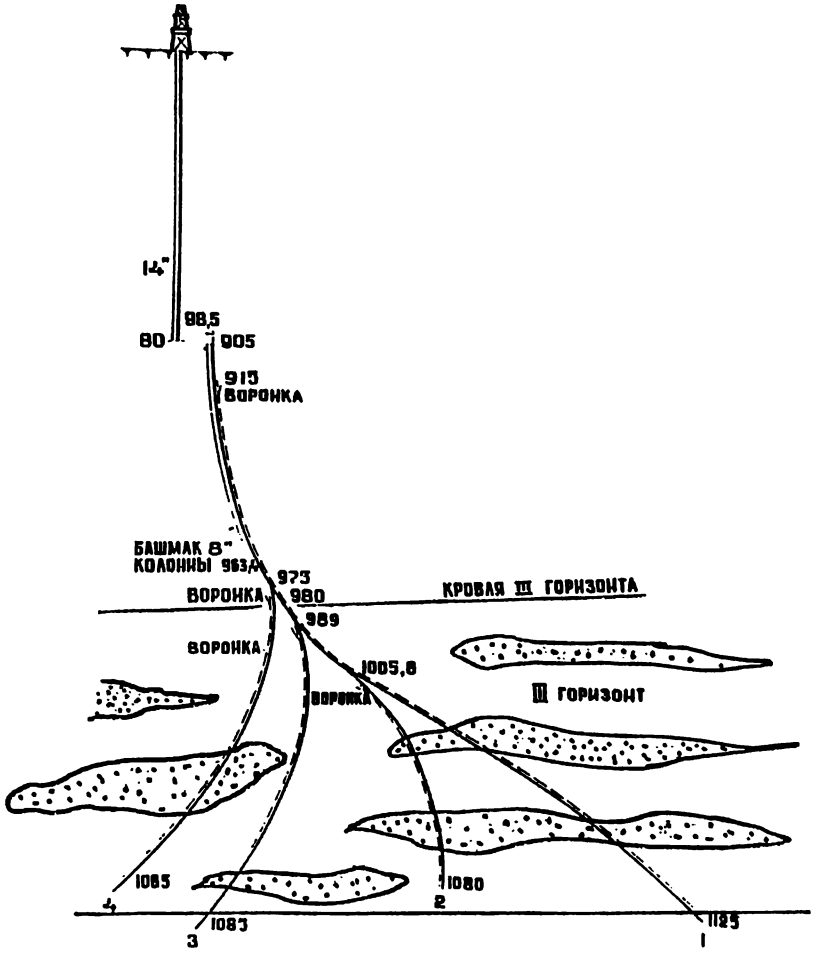


Рис. 1.39. Профиль многозабойной скважины № 754 на площади Восковая гора (Краснодарский край)

рильного инструмента и хвостовиков, и определить возможность эксплуатации ответвлений, у которых место стыка с основным стволом (2 - 4 м) не крепится трубами, а сами ответвления сдаются без промывки.

Как в процессе бурения, так и при креплении ответвлений входы в стволы сохранялись и ввод в них труб производился аналогично работам в устойчивых разрезах. Бурение скважины № 754 проходило достаточно быстро и в ответвлениях было сделано не более 5 - 8 рейсов инструмента, при этом в интервале начала искривления по косвенным признакам наблюдалось возникновение желобов.

Большой объем сложных экспериментальных работ дал важные результаты, которые позволили с успехом применять многозабойно-горизонтальное бурение в более благоприятных геологических условиях. В 1960 - 1961 г.г. было проведено бурение в более

устойчивом продуктивном разрезе на Южно-Карской площади нефтепромыслового управления Черноморнефть (ПО «Краснодарнефтегаз»). На площади было пробурено несколько эксплуатационных и разведочных разветвленных скважин (рис. 1.40).

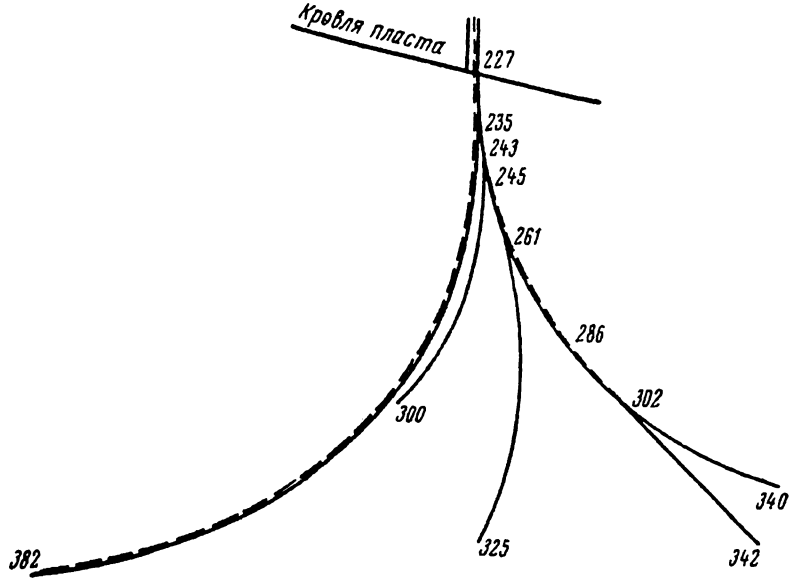


Рис. 1.40. Профиль многозабойной скважины № 431 на Южно-Карской площади (НГДУ «Черноморнефть» ПО «Краснодарнефть»)

Мощность продуктивного горизонта по площади составляла от 70 до 190 м при содержании в разрезе от 30 до 60% сравнительно устойчивых доломитизированных нефтеносных известняков в виде прослоев. Остальную часть продуктивного разреза занимали неустойчивые глины и глинистые сланцы. В связи со специфическими особенностями продуктивного разреза Южно-Карской площади возник ряд технологических вопросов, ранее не встречавшихся в практике многозабойного бурения.

Например, из-за сильно развитой трещиноватости продуктивных пластов бурение в них сопровождалось катастрофическими поглощениями промывочной жидкости, но обычные способы ликвидации такого поглощения (например, цементированием и т. п.), которые применялись при бурении глубоких скважин, на этой площади не могли быть использованы, так как требовалось в последующем восстановить продуктивность разреза. Выход был найден в применении легкого глинистого раствора удельным весом 1.10 - 1.12 г/см^3 В результате экспериментов выяснилось, что такой раствор при прохождении сильно трещиноватых интервалов хотя и поглощался в значительных количествах, но в конечном итоге все же позволял продолжать бурение.

При освоении скважины с промывкой водой, как показал опыт эксплуатации, продуктивность стволов восстанавливалась в значительной степени. Для создания возможности тщательной промывки стволов водой после их крепления перфорированный хвостовик спускали в скважину одновременно с промывочными трубами.

В процессе бурения при длительных остановках возникали затруднения с продвижением бурильного инструмента и обсадных труб в пологих местах ответвлений (при углах наклона свыше 60 - 70°) из-за образования каверн в неустойчивых глинистых прослоях. Уступы в местах перехода к твердой породе срезались путем проработки с отклоняющими компоновками, ориентированными по кривизне скважины.

Преобладание в разрезе устойчивых горных пород позволило ограничиться креплением части ответвлений. Так, в скважине № 428 были укреплены три ствола, в скважине № 431 - три и в скважине № 433 четыре ствола. Конструкцией многозабойных скважин был предусмотрен спуск кондуктора диаметром 377 мм на 220 - 260 м, т. е. до кровли продуктивного разреза. Кондуктор являлся одновременно и эксплуатационной колонной. В основной ствол спускался заранее перфорированный хвостовик с воронкой на верхнем конце. Воронка устанавливалась в кондукторе на 20 - 30 м выше его башмака. Диаметр кондуктора 377 мм был выбран исключительно в целях получения возможности пропускать к забоям ответвлений отклоняющие компоновки с большими углами искривления. Благодаря этому ряд ответвлений был проведен с интенсивностью искривления до 10 - 11° на 10 м проходки, т. е. с радиусами кривизны 50 - 60 м. Такое резкое искривление стволов давало возможность выводить на горизонтальное направление стволы и продолжать их бурение вдоль пласта на 100 м и более, не выходя при этом из пределов продуктивного разреза мощностью 70 - 90 м, что удовлетворяло геологическим условиям Южно-Карской площади. Начальные дебиты многозабойных скважин на данной площади более чем в 11 раз превысили дебиты соседних обычных скважин.

Разветвленными скважинами производилась также и доразведка залежи с целью выявления участков, пригодных для закладки следующих многозабойных эксплуатационных скважин. Бурение многозабойных разведочных скважин осуществлялось по следующей схеме. Вначале проводился вертикальный или несколько искривленный (для облегчения последующих забуриваний) ствол с отбором керна и полным комплексом геофизических исследований в продуктивной части разреза. При попадании скважины за пределы нефтеносности нижний интервал протяженностью 100 - 300 *м* ликвидировался и забуривался наклонный ствол в сторону вероятного улучшения продуктивности пласта. Если этот ствол оказывался также в непродуктивной зоне, его ликвидировали и забуривали следующий и т. д.

В случае попадания в нефтеносную зону и при достаточной мощности продуктивного разреза скважину крепили до кровли пласта и разветвляли аналогично проводке эксплуатационных многозабойных скважин. Но при этом основной задачей являлась разведка фациальных изменений пласта.

В табл. 1.6 приведены данные по многозабойным скважинам, пробуренным в 1948 - 1973 г.г., опыт бурения которых послужил основой разработки современной технологии бурения многозабойных скважин.

ТАБЛИЦА 1.6
МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННЫЕ В 1948-1973 ГГ.

Месторождение, площадь	Краснокамское	Полазна	Карташёвское	Карташёвское	Карташёвское	Южно-Введеновское	Тереклинское
Номер скважины	240	37	65/45	66/45	67/45	329	562
Время бурения	1948	1949	1952	1953	1953	1960	1959
Тип залежи	пластовая	пластовая	массивная	массивная	массивная	массивная	массивная

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 1.6

Тип коллектора	известняк	известняк	известняк рифоген-ный	известняк рифоген-ный	известняк рифоген-ный	известняк рифогенный	известняк рифоген-ный
Глубина залегания, м	1000	1100	585	475	600	1300	1181
Мощность пласта, м (общая/ эффективная)	36/23	35/25	300/10	295/10	295/10	120/32	100/42
Количество стволов	4	5	8	10	9	4	4
Длина стволов, м (от-до)	10-30	15-35	49-392	51-328	40-270	50-160	90-147
Проходка в продуктивном пласте, м	70	80	1560	1768	1500	625	350
Радиус кривизны стволов, м		360	70-80	80-100	100		150-200
Начальный дебит, т/сут	5	5-7	40	120	80	72	9-165
Дебит вертикальных скважин, т/сут	1	1-2	7	9	3-4	20	30-50
Накопленная добыча, тыс.т (МЗС/вертикальная)				132/180			333/196

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 1.6

Месторождение, площадь	Бориславское	Восковая гора	Южно-Карское	Камышановая Балка	Комсомольское
Номер скважины	1543	787	433	102	10
Время бурения	1957	1958	1960	1960	1973
Тип залежи	пластовая	пластовая		пластовая	пластовая
Тип коллектора	песчаник	песчаник	известняк	песчаник	песчаник
Глубина залегания, м	417	980	227	1020	1800
Мощность пласта, м (общая/ эффективная)	84	70/8	100	38	75
Количество стволов	5	6	6	4	4
Длина стволов, м (от-до)	10-65	140-230	100-183	50-190	50-340
Проходка в продуктивном пласте, м	420	130	730	90	565
Радиус кривизны стволов, м	150	200		200	90
Начальный дебит, т/сут	28	3	70	7	40 тыс.м^3 (газ)
Дебит вертикальных скважин, т/сут		1,2	10	2	5 тыс.м^3 (газ)
Накопленная добыча, тыс.т (МЗС/верти-кальная)	16786/3765	5.2/6.0	445/250	17.3/11.1	

1.7. Разобщено-разветвлённые скважины

В 1970 г. специалистами Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ) был проведен анализ отечественного и зарубежного опыта строительства различных сооружений и в том числе скважин, пробуренных в сложных геолого-географических условиях. Исследования имели своей целью подготовить базу для целенаправленного поиска решений проблем, которые возникали перед нефтяной и газовой промышленностью при освоении месторождений, расположенных в зонах залегания многолетнемёрзлых горных пород (ММП) и на шельфе морей.

В условиях постоянного сокращения запасов нефти и газа нефтяники многих стран активно ищут пути, с одной стороны, повышения нефтегазоотдачи уже разрабатываемых месторождений, а с другой стороны, обращаются к нефтяным и газовым коллекторам, расположенным в труднодоступных для обустройства нефтегазовых промыслов регионах. Значительная часть месторождений нефти и газа России располагаются на шельфе северных морей с тяжёлым ледовым, волновым и ветровым режимом.

Специалисты ВНИИБТ разработали технологию строительства многозабойных скважин (МЗС) и уже в 50-х годах были пробурены скважины со многими стволами-ответвлениями, что значительно увеличило длину горизонтального вскрытия продуктивного пласта.

Однако разветвленные скважины имеют ряд существенных недостатков, которые затрудняют эксплуатацию и сужают область их применения:

- отсутствие каналов, сообщающих отдельные стволы-ответвления непосредственно с эксплуатационной площадкой;
- трудность попадания буровым инструментом и обсадными колоннами в стволы-ответвления;
- отсутствие жесткого соединения стволов-ответвлений с основным стволом;
- невозможность раздельной эксплуатации и ремонта стволов-ответвлений.

Главным недостатком МЗС на тот момент времени было отсутствие управляемой гидравлической связи всех стволов-ответвлений с эксплуатационным оборудованием на поверхности. По этой причине сдерживается использование разветвленных скважин на нефтегазовых месторождениях и в современных условиях. Полностью или частично исключается их использование на многопластовых месторождениях с различными давлениями и коллекторскими свойствами пластов, а также на однопластовых месторождениях с резко меняющимися по простиранию пласта коллекторскими свойствами.

Более того, отсутствие отдельного канала, сообщающего каждый ствол-ответвление с эксплуатационным оборудованием на поверхности, почти полностью исключает управление работой залежи, которое является решающим фактором в повышении нефте- и газоотдачи пласта.

Техническое решение, представленное в докладе Д.Е.Столярова, направлено на дальнейшее совершенствование технологии многозабойного бурения [103]. При разработке принципиальной схемы строительства скважин по предлагаемой технологии учитывались следующие важные обстоятельства технического, экономического и экологического характера:

- отсутствовали надежные и одновременно дешевые для того времени способы защиты многолетнемерзлых горных пород от растепляющего воздействия скважин в процессе их эксплуатации и самих скважин от разрушающего воздействия отрицательных температур при остановке на достаточно длительный срок;
- существовавшие системы разработки морских месторождений нефти и газа с придонным размещением устьев скважин были настолько дорогими, что обустройство

месторождений, расположенных в незамерзающих морях, производилось с использованием стационарных оснований или платформ. Вполне естественно, что в условиях перемещающихся мощных ледовых полей сложность и, соответственно, стоимость таких сооружений будет очень высокой;

- при разработке нефтяных месторождений большим количеством скважин наносится значительный ущерб окружающей природной среде. Надежная и дешевая защита ММП от растепления, резкое сокращение внутрипромысловой нефтегазосборной сети, уменьшение суммарной площади буровых и эксплуатационных сооружений сулит несомненные экологические и экономические преимущества.

Авторами идеи для решения указанных технических, экономических и экологических задач было предложено осуществлять разработку нефтегазовых месторождений на шельфе северных морей и в регионах с ММП с помощью разобщено-разветвлённых скважин (РРС).

Сущность предложения заключается в резком (до 6-8 м) увеличении диаметра основного ствола эксплуатационной скважины.

Такое решение позволяет реализовать следующие задачи:

увеличить количество стволов-ответвлений, сосредоточив их устья в одной плоскости;

- жестко соединить все обсадные колонны стволов-ответвлений с обсадной колонной основного ствола за счет установки в торец последней специальной кондукторной плиты с заранее образованными в ней отверстиями, через которые строят все стволы-ответвления;

- разместить внутри основного ствола верхние части эксплуатационных обсадных колонн отдельных стволов-ответвлений, сообщающих продуктивные пласты с эксплуатационной площадкой.

Таким образом, создаётся новый вид скважины, свободный от недостатков обычных многозабойных скважин (рис. 1.41).

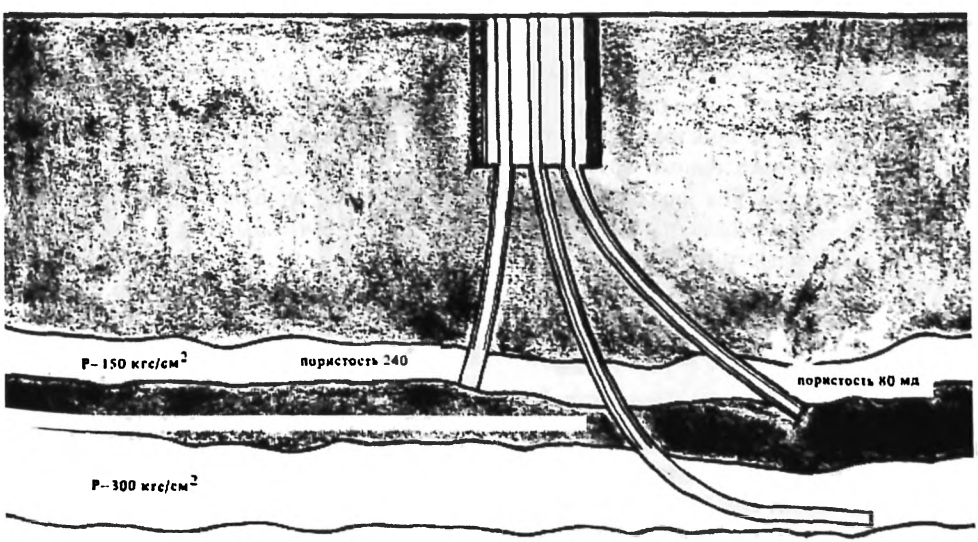


Рис. 1.41. Схема разобщено-разветвлённой эксплуатационной скважины

Для строительства стволов-ответвлений авторами предложено устройство включающее, помимо кондукторной плиты вспомогательную плиту с ответными отверстиями, перемещаемую по направляющим внутри обсадной колонны основного ствола, и вспомогательную колонну, сообщающую ствол-ответвление с наземной частью циркуляционной системы буровой в течение всего времени бурения и перекрепляемую на новый ствол-ответвление после окончания строительства предыдущего (рис. 1.42).

Использование РРС скважин на месторождениях с ММП позволит:

уменьшить растепляющее воздействие на ММП промывочной жидкости при бурении стволов-ответвлений, так как строительство последних осуществляется из вспомогательной колонны, которая снабжена надёжной термоизоляцией;

- предотвратить растепление ММП пластовым флюидом после начала эксплуатации РРС за счет теплоизоляции эксплуатационных колонн стволов-ответвлений с помощью дешевых покрытий и подачи в свободное пространство основного ствола холодного воздуха с поверхности вентилятором в период года с минусовыми температурами и перекрытия устья основного ствола в период года с плюсовыми температурами, т.е. наиболее дешёвым способом (рис. 1.43);
- предотвратить смятие обсадных колонн в зоне ММП в результате вторичного их замерзания при остановке отдельных стволов-ответвлений на длительное время за счет применения прочной обсадной колонны из железобетона, а также

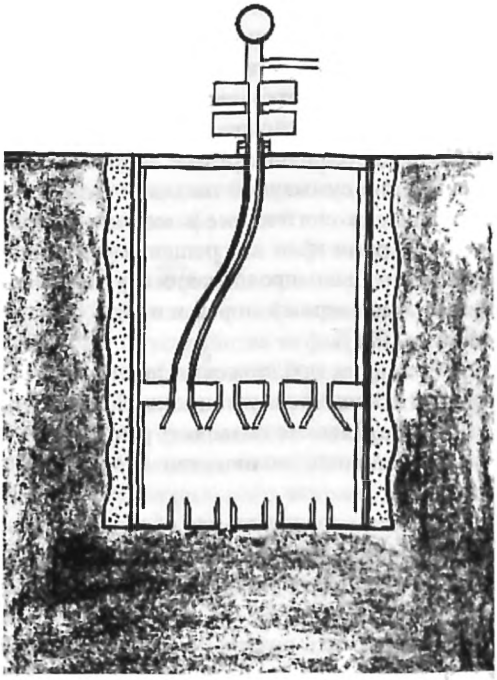


Рис. 1.42. Схема устройства для строительства разобщено-разветвлённой эксплуатационной скважины

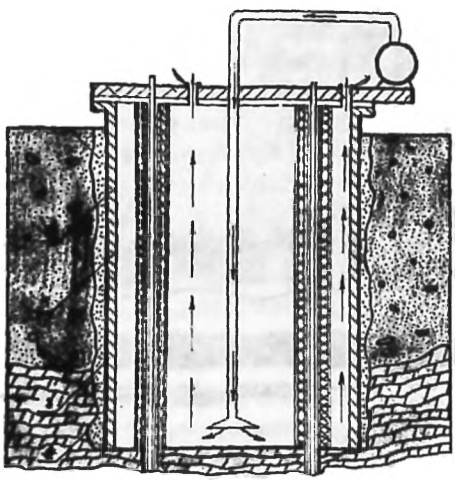


Рис. 1.43. Схема термоизоляции разобщено-разветвлённой эксплуатационной скважины

продолжения эксплуатации работающих стволов-ответвлений.

При строительстве РРС на заболоченной территории или на мелководье верхняя часть обсадной колонны основного ствола из железобетона возвышается над болотом или поверхностью воды и служит сначала опорой для буровой установки, а затем - для эксплуатационной платформы. Нижняя часть такой обсадной колонны заглублена в дно водоёма или болото на глубину, превышающую мощность донных осадков и неустойчивых пород. В нижней части обсадной колонны основного ствола установлен якорь в виде зацементированной колонны необходимой длины (рис. 1.44).

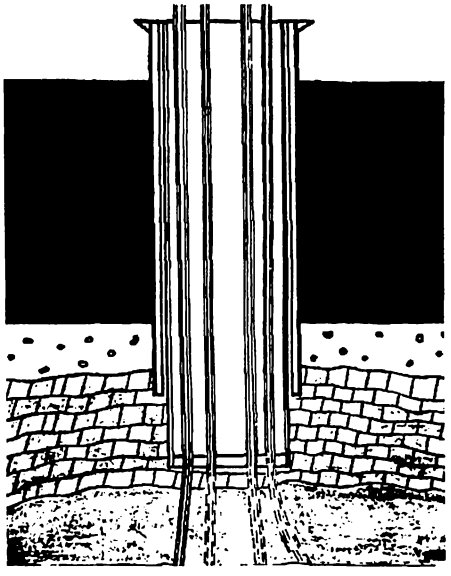


Рис. 1.44. Схема строительства основного ствола разобщено-разветвлённых скважин на заболоченной территории

На месторождениях, расположенных на шельфе северных морей с тяжёлыми ледовыми и ветровыми условиями верхняя часть обсадной колонны основного ствола из железобетона подвешивается на кольцевом разъемном понтоне с необходимым запасом плавучести и якорным креплением, необходимым для предотвращения её продольного изгиба под собственным весом и действием течений. Верхняя часть колонны находится на глубине более 30 м от уровня спокойной воды, что исключает воздействие на колонну ветровых, волновых и ледовых нагрузок.

Строительство стволов-ответвлений, так же как бурение в дне моря ствола для размещения основной обсадной колонны производится с бурового судна или СПБУ (рис. 1.45).

После строительства всех стволов-ответвлений и подвода к эксплуатационной площадке инженерных коммуникаций РРС накрывают специальным колоколом.

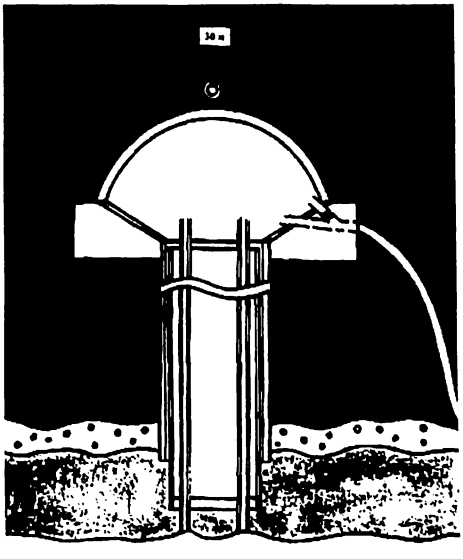


Рис. 1.45. Схема обустройства основного ствола разобщено-разветвлённых скважин на морском дне

Техническое обслуживание стволов-ответвлений осуществляется с помощью оборудования, размещённого под колоколом. При необходимости ремонта стволов-ответвлений колокол поднимают на судно и осуществляют работы через основной ствол.

На мелководных акваториях северных морей, где имеется движение припайных ледовых полей, верхняя часть обсадной колонны основного ствола размещается ниже уровня дна моря, а строительство стволов-ответвлений производится также как и в предыдущем варианте (рис.1.46).

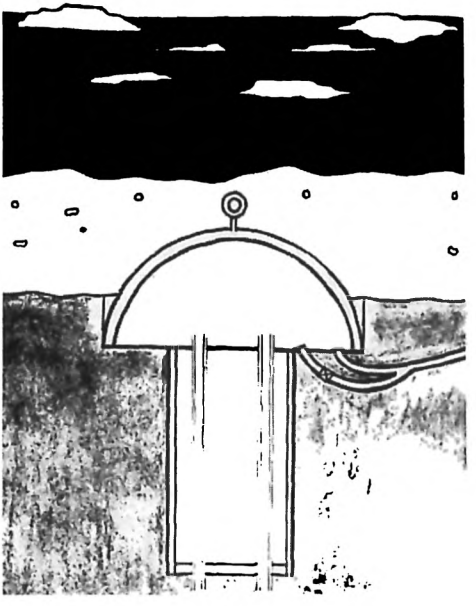


Рис. 1.46. Схема обустройства основного ствола разобщено-разветвлённых скважин под морским дном

Преимущества РРС, по мнению автора предложения, в сравнении с многозабойными скважинами заключаются в следующем:

- обеспечивается эффективное управление работой залежи нефти и газа;

может быть использована для разработки любых месторождений нефти и газа;

- позволяет переводить малодебитные стволы в нагнетательные, оставляя остальные добывающими;

- обеспечивает применение надёжных и дешёвых способов теплоизоляции в интервале залегания ММП;

- позволяет производить раздельный ремонт стволов-ответвлений без остановки соседних;

- эксплуатационная площадка может быть размещена внутри обсадной колонны основного ствола.

Указанные преимущества дают возможность:

- снизить затраты на обустройство месторождений на территориях с ММП и на шельфе северных морей;

- осуществлять экономически целесообразную разработку месторождений, расположенных под любыми акваториями;

- разрабатывать месторождения высоковязкой нефти.

1.8. Дренажные скважины

Повышение эффективности технологии горизонтального бурения имеет высокую актуальность в связи с планируемым широкомасштабным освоением нефтегазовых месторождений, расположенных на шельфе арктических морей. Очевидно, что снижение

сроков ввода в эксплуатацию таких месторождений и значительное сокращение затрат на их освоение, не может быть достигнуто только на основе типовых технологий.

В процессе эксплуатации первых многозабойных скважин было отмечено, что вертикальные скважины, рядом с которыми проходят горизонтальные ответвления, работают с бóльшим дебитом, чем отдельно расположенные скважины [18]. Таким образом, впервые было установлено, что боковые горизонтальные ответвления не только увеличивают поверхность фильтрации многозабойной скважины, но и расширяют зону дренирования соседних вертикальных эксплуатационных скважин. Эффект объясняется тем, что горизонтальные стволы увеличивают контур питания вертикальной скважины.

Впервые использовать выявленный эффект для увеличения дебита вертикальных эксплуатационных скважин предложили инженеры ВНИИБТ А.М.Григорян и К.И. Коваленко [18]. В соответствии с предложением рядом со старыми вертикальными скважинами осуществляется закладка нескольких многозабойных скважин с горизонтальными боковыми ответвлениями, направленными в контур питания эксплуатационных скважин. Такие ответвления будут пересекать трещины или литологически изолированные области продуктивного пласта, и питать нефтью истощенную часть призабойной зоны эксплуатационных скважин.

Таким образом, упрощение системы обустройства месторождения и повышение эффективности работы куста добывающих скважин, многозабойной или одиночной вертикальной добывающей скважины можно осуществить за счет создания непосредственно в продуктивном пласте системы горизонтальных дренажных стволов, которые расширят контур питания добывающих скважин. Строительство дренажных систем в продуктивном пласте позволит значительно расширить возможности и увеличить эффективность технологии горизонтального бурения. За счет дренажных стволов можно целенаправленно изменять проницаемость продуктивного пласта, что позволит осуществлять гидравлическую связь областей пласта разделенных литологическими экранами и перемычками [68, 92].

Сущность технологии строительства скважин с дренажной системой, состоящей из горизонтальных стволов, иллюстрируется схемами, приведенными на рис. 1.47 и 1.48.

В процессе бурения с площадки 1 эксплуатационной скважины 2 из её ствола последовательно забуривают горизонтальные стволы 4 основной дренажной системы и проводят их в продуктивном пласте 3 за контуром питания эксплуатационной скважины 2. После проведения ГИС, каждый горизонтальный ствол 4 изолируется путем установки цементного моста или с помощью пакер-пробки 6. На основании результатов геофизических исследований проектируют расположение горизонтальных стволов 5 дополнительной дренажной системы. В зависимости от структуры продуктивного пласта 3 может быть сформировано несколько дополнительных дренажных систем. Причем дренажные стволы могут быть расположены в продуктивном пласте как в одной плоскости, то есть, на одном уровне, так и на разных уровнях. В этом случае образуются ярусы дренажных стволов.

На рис. 1.47 и 1.48 горизонтальные стволы 5 образуют двухъярусную дополнительную дренажную систему.

Бурение эксплуатационной скважины 2 может быть приостановлено на уровне выше продуктивного пласта 3. Затем по описанной ниже технологии формируют двухярусную дренажную систему из горизонтальных стволов 5. Полости горизонтальных стволов 5 выше продуктивного пласта 3 изолируют от полости эксплуатационной скважины 2 любым известным средством, в качестве которого могут быть использованы пробки 6 (заглушки) любых конструкций в том числе, например, съемные или разрушаемые. После чего эксплуатационную скважину 2 углубляют до вскрытия продуктивного пласта 3.

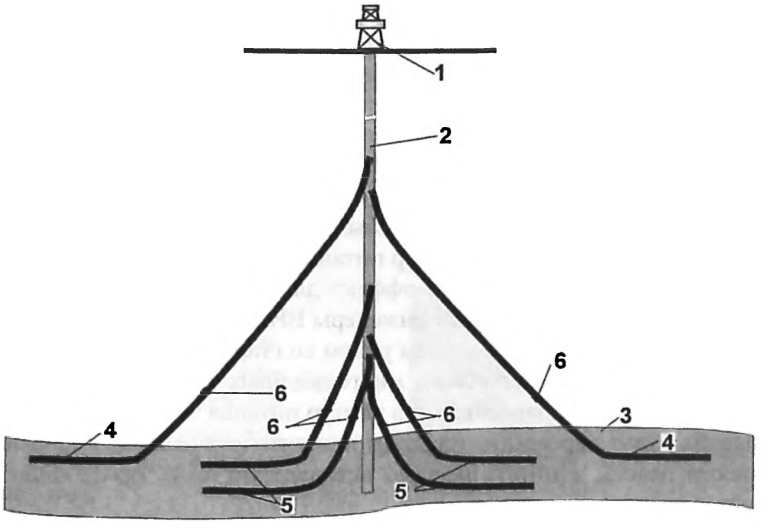


Рис. 1.47. Профиль скважины с дренажными стволами. 1 – буровая площадка; 2 –эксплуатационная скважина; 3 – продуктивный пласт; 4 – горизонтальный ствол основной дренажной системы; 5 – горизонтальный ствол дополнительной дренажной системы; 6 – пакер-пробка.

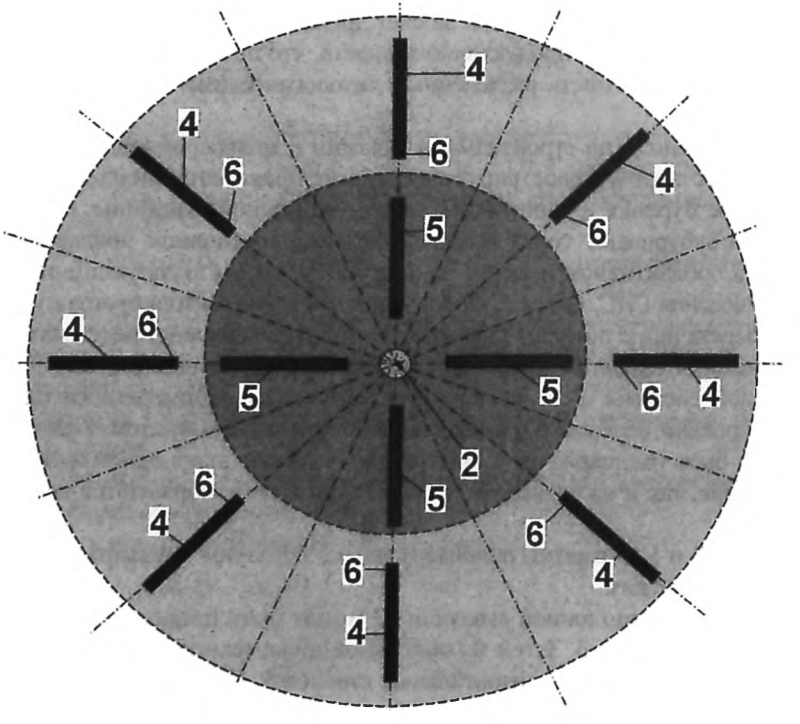


Рис. 1.48. План скважины с дренажными стволами. 2 –эксплуатационная скважина; 3 – продуктивный пласт; 4 –горизонтальный ствол основной дренажной системы; 5 – горизонтальный ствол дополнительной дренажной системы; 6 – пакер-пробка.

Горизонтальные стволы 5 и полость эксплуатационной скважины 2 в зоне продуктивного пласта, 3 в случае необходимости, могут быть гидравлически связаны путем разрыва пласта.

В горизонтальных стволах 5, расположенных в продуктивном пласте 3, могут быть установлены фильтры или размещен пористый олеофильный гидрофобный материал (на рис. 1.47 и 1.48 не показан). Поскольку горизонтальные стволы 5 забурены над продуктивным пластом 3 и перекрыты от полости эксплуатационной скважины 2, их рабочая часть располагается в зоне отбора нефти эксплуатационной скважиной 2 и перекрывает всю близлежащую толщу продуктивного пласта 3. По горизонтальным стволам 4, 5 осуществляется подвод нефти к контуру питания эксплуатационной скважины 2, что обеспечивает эффективное и равномерное извлечение нефти из всей толщи продуктивного пласта 3.

Схема эксплуатационной скважины с системой дренажных горизонтальных стволов имеет общие признаки с обычной МЗС. Принципиальным отличием скважины с системой дренажных стволов от многозабойной скважины, которое определяет работу и эксплуатацию такой скважины, заключается в отсутствии прямой гидравлической связи дренажных стволов с эксплуатационной колонной. Поэтому система дренажных стволов является альтернативой, а в некоторых случаях развитием технологии гидравлического разрыва пласта. Использование методов горизонтального бурения позволит в отличие от технологии гидроразрыва целенаправленно формировать систему каналов в пласте, которые будут пересекать литологические экраны, вскрывать изолированные области пласта.

Скважины на участке месторождения с дренажными стволами эксплуатируются как обычные наклонные или вертикальные скважины. При этом исключаются все проблемы, свойственные многозабойным скважинам: управление дебитом каждого ответвления, их обслуживание и ремонт, необходимость в дорогостоящем оборудовании, отсутствие надёжной технологии эксплуатации. Кроме того, в такой скважине можно установить насосное оборудование на любом расстоянии от продуктивного пласта. Добывающая скважина с системой дренажных стволов позволит осуществлять эксплуатацию нефтяного пласта при рациональном отборе нефти и существенно повысить нефтеотдачу коллектора. Данная технология может быть использована и для повышения дебита старых скважин.

При изучении потока смеси нефти и воды в горизонтальном стволе установлено, что при равном соотношении фаз граница между ними разделяет поперечное сечение ствола пополам [3, 12]. При этом скорости течения фаз одинаковы, но когда ствол скважины имел наклон, то результаты оказались совершенно отличными и от того, что наблюдались при 90°. Например, при наклоне ствола в 88°, когда поток был направлен вверх, вода заняла примерно 80% поперечного сечения и текла медленно, а нефть двигалась быстро в оставшемся узком просвете поперечного сечения ствола. Наоборот, при наклоне 92°, когда поток был направлен вниз вода, двигалась быстро, а нефть, занявшая большую (верхнюю) часть сечения модели ствола скважины, двигалась медленнее. При определённых углах наклона направление движения воды и нефти в горизонтальном стволе может меняться на противоположное относительно общего направления потока.

На основании установленного механизма течения многофазной жидкости с помощью дренажных стволов может быть создана внутрипластовая система разделения флюида на фазы, что существенно снизит обводнённость продукции и упростит систему обустройства месторождения.

Кроме того, создание многоуровневой системы радиально-горизонтальных дре-

нажных стволов в продуктивной части пласта позволит в некоторых случаях отказаться от бурения обычных горизонтальных скважин, эксплуатация которых существенно сложнее и дороже в сравнении с вертикальными и наклонными скважинами.

Значительный экономический эффект от дренажных систем может быть получен на морских месторождениях нефти или газа, отличительной особенностью которых является ускоренный отбор продукции в связи с ограниченным сроком эксплуатации морских оснований и сооружений [75].

В условиях морского месторождения дренажные скважины не требуют строительства морских оснований и бурятся с бурового судна или самоподъемной буровой установки (СПБУ) в контур питания куста эксплуатационных скважин, расположенного на морском основании (рис. 1.49). Дренажные стволы в пределах пласта обустраиваются следующим образом: устанавливается фильтр, заколонные пакеры. В дренажных скважинах проводятся операции по установлению гидродинамической связи с призабойной зоной пласта соответствующей эксплуатационной скважины (гидравлический разрыв). После такой подготовки дренажного ствола скважина надежно изолируется цементным мостом выше продуктивного пласта, а раствор и обсадные трубы, расположенные выше цементного моста, извлекаются. В процессе эксплуатации месторождения горизонтальный ствол служит для внутрипластового дренажа флюида к контуру питания эксплуатационных скважин.

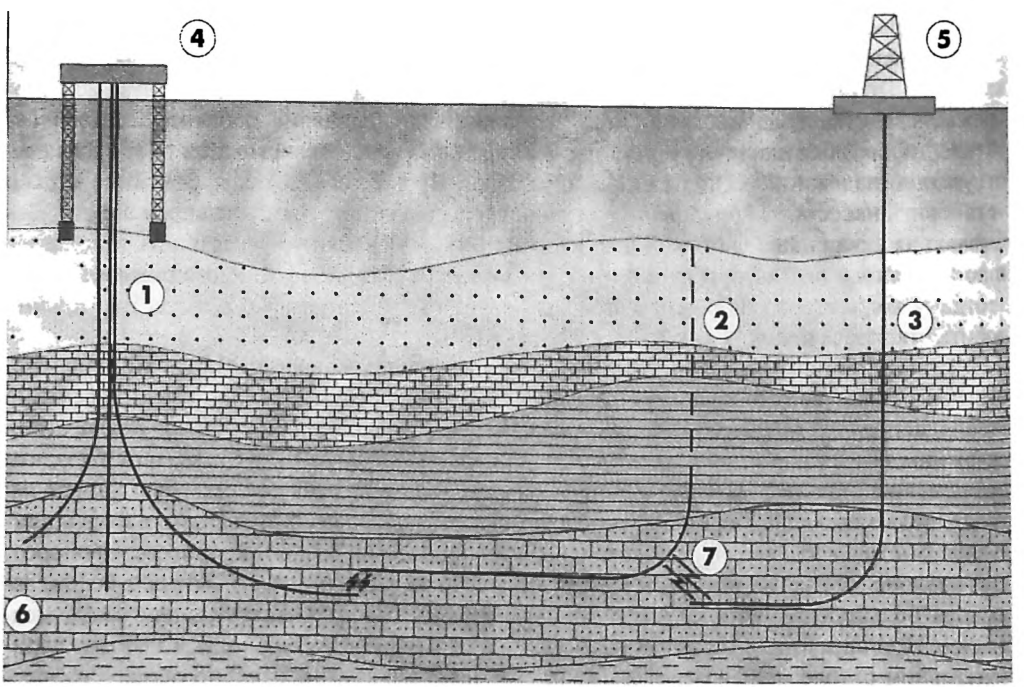


Рис. 1.49. Система эксплуатационных и дренажных скважин на морском месторождении.
1 – эксплуатационные скважины; 2 – скважина дренажной системы первой очереди; 3 – скважина дренажной системы второй очереди; 4 – куст эксплуатационных скважин на морском основании; 5 – буровое судно; 6 – продуктивный пласт; 7 - каналы гидроразрыва в продуктивном в пласте.

Благоприятствующими условиями применения системы дренажных стволов являются:

- устойчивость горных пород продуктивного пласта;
- достаточная мощность продуктивного пласта как условие эффективности применения горизонтальных скважин;
- возможность обеспечения гидродинамической связи между дренажными и эксплуатационными скважинами.

Горизонтальные дренажные стволы первой очереди могут быть пробурены из эксплуатационных колонн наклонных скважин или фильтровой части горизонтальных скважин. Все дренажные скважины второй и последующих очередей бурятся с бурового судна или СПБУ и поэтому не включают затрат на сооружение морского основания. Стоимость работ по обустройству и изоляции дренажных стволов может быть снижена за счет возврата верхней части обсадных колонн.

Для морского месторождения применение системы дренажных скважин только одной, первой очереди, позволит не менее чем в два раза сократить число морских оснований и количество эксплуатационных скважин при росте объема бурения всего на 25 % за счет, главным образом, наиболее легко буримых вертикальных интервалов.

Таким образом, система разработки нефтегазовых месторождений, расположенных на морском шельфе, с помощью дренажных скважин имеет следующие преимущества:

- снижение капитальных затрат не менее, чем в 2 раза, за счет сокращения на числа морских оснований;
- сокращение эксплуатационных затрат за счет сокращения числа эксплуатационных скважин более, чем вдвое, и применения (при увеличенном дебите) более мощного насосного оборудования на стадии механизированной добычи;
- увеличение темпов разработки месторождения за счет сокращения числа стационарных морских оснований и бурения дренажных скважин, составляющих ⅔ всего фонда с СПБУ;
- выравнивание темпов добычи по годам благодаря приросту площади питания эксплуатационных скважин за счет планомерного ввода дренажных скважин;
- щадящий режим эксплуатации скважин благодаря росту их продуктивности за счет увеличения площади питания и степени дренажа продуктивного пласта;
- возможность сезонного строительства дренажных скважин с СПБУ и буровых судов, что важно для месторождений шельфа северных морей;
- возможность использования отработанных дренажных скважин в качестве нагнетательных с высокой приемистостью и широким фронтом воздействия.

Особенности технологии строительства дренажных скважин определяются назначением, конструкцией, геологическими условиями месторождения и заключаются в следующем:

- ствол скважины до кровли пласта является временным сооружением и необходим только для строительства дренажного ствола. В дальнейшем этот ствол может быть ликвидирован или законсервирован;
- траектория дренажного ствола определяется геологическим строением и структурой пласта и в общем случае является пространственной;
- конструкция дренажной скважины может быть упрощенной и предусматривать использование временных извлекаемых обсадных колонн.

С помощью комбинации МЗС различного вида и технологии бурения горизонтальных дренажных стволов можно создать непосредственно в самом продуктивном пласте систему, которая будет осуществлять разделение пластового флюида на газ, воду и

нефть, а также дренаж и транспорт нефти к добывающим скважинам, выполняя, таким образом, значительную часть функций наземного нефтепромыслового комплекса.

Применение технологии строительства внутрипластовых промысловых систем сократит количество добывающих и нагнетательных скважин, необходимых для эксплуатации месторождения, уменьшит площадь, отводимую под внутри промысловые нефтепроводы, дороги, сооружения для первичной подготовки нефти.

1.9. Кустовое строительство наклонно направленных скважин

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промыслов районах Западной Сибири появилась необходимость в применении кустового способа строительства скважин, разработчиками которого были специалисты ВНИИБТ, всесторонне поддержанные председателем Госплана СССР Н.К. Байбаковым.

До 1965 года кустовые наклонно направленные скважины на территории Западной Сибири не строились. Считалось, что бурение таких скважин в горно-геологических условиях нефтегазовых месторождений Западной Сибири сопряжено с большими техническими проблемами или вообще невозможно.

В 1964 году, в соответствии с планом по подготовке технико-экономической программы «О развитии работ по добыче нефти и газа в районе Западно-Сибирской низменности на период до 1970-80 г.г.», утвержденного Заместителем Председателя Государственного комитета нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР С. А. Оруджевым, ВНИИБТ принял участие в подготовке материала по следующим направлениям:

- схема кустования скважин;
- профили и технология бурения кустовых наклонных скважин;
- схема размещения оборудования на кустовых площадках.

Анализ различных вариантов технологии бурения и схем размещения скважин в кусте показал, что в течение 2-х лет может быть разработана и освоена в промышленных масштабах технология строительства кустовых наклонно направленных скважин с проектным смещением ствола свыше 1500 м.

В соответствии с договором № 15 между ВНИИБТ и ПО «Тюменнефтегаз» опытные работы по испытанию технологии кустового строительства скважин в условиях Западной Сибири должны были проводиться на Усть-Балыкском месторождении.

Работа по проектированию комплекта специального инструмента и устройств для бурения опытных кустовых скважин проводилась в трех направлениях:

- разработка инструмента для направленного бурения искривленного участка профиля скважины;
- разработка устройств для проводки тангенциальных и слабо искривленных интервалов профиля скважины;
- разработка приборов и устройств для ориентирования отклоняющего инструмента и контроля за траекторией бурения.

Для бурения тангенциальных интервалов профиля скважины турбинным способом были разработаны специальные стабилизаторы, которые устанавливались в нижней части турбобура:

- роликовый стабилизатор СТ2-6$^{5}/_{8}$";
- стабилизатор-кольцо СТК-214, К-239;
- стабилизатор с лопастями.

В целях формирования ствола правильной формы, улучшения работы долота и шпинделя турбобура, повышения устойчивости работы КНБК на проектной траектории

были сконструированы лопастные и штыревые калибраторы-расширители: К-190, К-214, К-239.

Для перемещения геофизических приборов внутри бурильной колонны в стволе скважины с большим углом наклона, обработки показаний ориентирующего устройства, проведения расчетов при установке и ориентировании турбобура-отклонителя были разработаны:

- герметизирующее устройство;
- приспособление для расшифровки показаний устройства Шаньгина-Кулигина;
- прибор для расчета угла установки турбобура-отклонителя и режима корректирования траектории бурения.

Работы по применению разработанного комплекса технических средств были проведены в 1965 году при бурении скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении [58].

На опытном заводе ВНИИБТ для проведения работ по бурению скважины № 501-Усть-Балыкская был изготовлен полный комплект специальных инструментов, включающий:

- турбинные отклонители ОТ-$7^{1}/_{2}$" и ОТ-$6^{5}/_{8}$";
- турбинные стабилизаторы СТ2-$6^{5}/_{8}$";
- расширители К-214 и К-239;
- стабилизирующие кольца СТК-214, СТК-239;
- герметизирующее устройство;
- специальные долота типа ЗА;
- приспособление для расшифровки показаний устройства Шаньгина-Кулигина;
- винтовые расширители РС и РС2 диаметром 239 м.
- центраторы резиновые каркасные типа ЦРКЭ.

Проводку скважины № 501 осуществляли по трёхинтервальному профилю, имеющему следующие параметры:

-вертикальный участок - 380 м;
-интенсивность искривления – 1.0°/10м;
-интервал увеличения зенитного угла до 40° от 380 до 640 м;
-общая длина ствола - 2835 м.

Первая наклонная скважина № 501 на Усть-Балыкском месторождении была начата бурением 28.02.1965 г.

Основной целью проводимых экспериментальных работ при проводке скважины № 501 была отработка технологии направленного бурения в горно-геологических условиях Западной Сибири с помощью технико-технологического комплекса ВНИИБТ.

В процессе экспериментальных работ решались следующие частные задачи:

- испытание опытных образцов турбинного отклонителя;
- отработка технических средств для проводки наклонно прямолинейного интервала профиля скважины;
- отработка методов ориентирования и управления турбинным отклонителем.

Забуривание наклонного ствола было произведено из вертикального кондуктора длиной 411 м с помощью турбинного отклонителя ОТ-$6^{5}/_{8}$".

Средняя интенсивность увеличения зенитного угла на интервале бурения турбинным отклонителем ОТ-$6^{5}/_{8}$" была близка к расчетной и составила 0.8°/10 м.

Бурение осуществлялось при следующем режиме: расход промывочной жидкости – 26-28 л/с; осевая нагрузка на долото – 130-180 кН; давление промывочной жидкости – 12 МПа.

Для бурения использовалась КНБК, включающая долото К-214-СГ, наддолотный

калибратор К-214, двухсекционный турбобур ТС6-6$^5/_8$" с кольцом-стабилизатором, УБТ-146 – 8 м, стальные бурильные трубы (СБТ) 127 мм. Данной КНБК осуществляли бурение до глубины 1274 м. Начиная с глубины 1567 м и до 2380 м бурение проводилось следующей КНБК: долото К-214-СГ, двухсекционный турбобур ТС6-6$^5/_8$" с кольцом-стабилизатором, УБТ-146 – 8м, стальные бурильные трубы (СБТ) 127 мм.

В интервалах применения стабилизирующих КНБК была обеспечена удовлетворительная стабилизация начальных значений зенитного угла и азимута ствола скважины.

Важнейшим практическим итогом бурения экспериментальной скважины № 501 явилось подтверждение работоспособности технико-технологического комплекса ВНИИБТ для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Опытные работы по промысловому внедрению технико-техноло-гического комплекса ВНИИБТ были продолжены в 1966 г на Усть-Балыкском месторождении при бурении скважины № 531, которая имела следующие проектные данные [59]:

-проектный профиль – трёхинтервальный;
-длина вертикального участка – 300 м;
-глубина по вертикали – 2200 м;
-длина ствола – 2600 м;
-смещение забоя – 1276 м;
-зенитный угол тангенциального интервала профиля - 35°.

Бурение наклонно-прямолинейного интервала профиля производили следующей КНБК: долото диаметром 214 мм; наддолотный калибратор К-214; турбобур ТС5Б-7$^1/_2$" с центратором в нижней части шпинделя. Данная КНБК обеспечила надежную стабилизацию зенитного угла и азимута ствола скважины. В процессе бурения тангенциального интервала профиля выдерживался следующий режим бурения: расход промывочной жидкости – 32 л/с; осевая нагрузка на долото – 8 т (рис. 1.50).

В рамках программы создания технологии и технических средств для бурения наклонных скважин с большим смещением забоя в условиях Западной Сибири были разработаны базовые рецептуры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость стенки скважины и очистку наклонного ствола.

Опытные скважины № 501 и № 531 проектировали по трёхинтервальному профилю, однако проводка завершающего интервала осуществлялась с уменьшением зенитного угла, так как из КНБК исключались наддолотный калибратор и центратор турбобура СТК в целях снижения рисков прихвата инструмента.

Результаты, полученные в процессе бурения опытных скважин № 501 и № 531 на Усть-Балыкском месторождении, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии бурения кустовых скважин.

В целях определения возможности строительства кустовых наклонно направленных скважин с высокими технико-экономическими показателями в условиях Западной Сибири специалистами ВНИИБТ были проведены экспериментальные работы при строительстве опытного куста № 772 из пяти скважин на Усть-Балыкском месторождении (рис. 1.51 и 1.52).

При бурении опытных скважин использовались две технологические схемы забуривания наклонного ствола: под кондуктор и под эксплуатационную колонну.

Для направленного искривления ствола скважины под эксплуатационную колонну использовался турбинный отклонитель ОТС-7$^1/_2$" (угол искривления - 1°30') с долотом К-214-СГ и наддолотным калибратором, а при бурении ствола скважины под кондуктор – отклоняющая КНБК включающая долото 1Д-320СГ, секцию турбобура Т12М3-9" с искривленным переводником (2°), секцией УБТ-178.

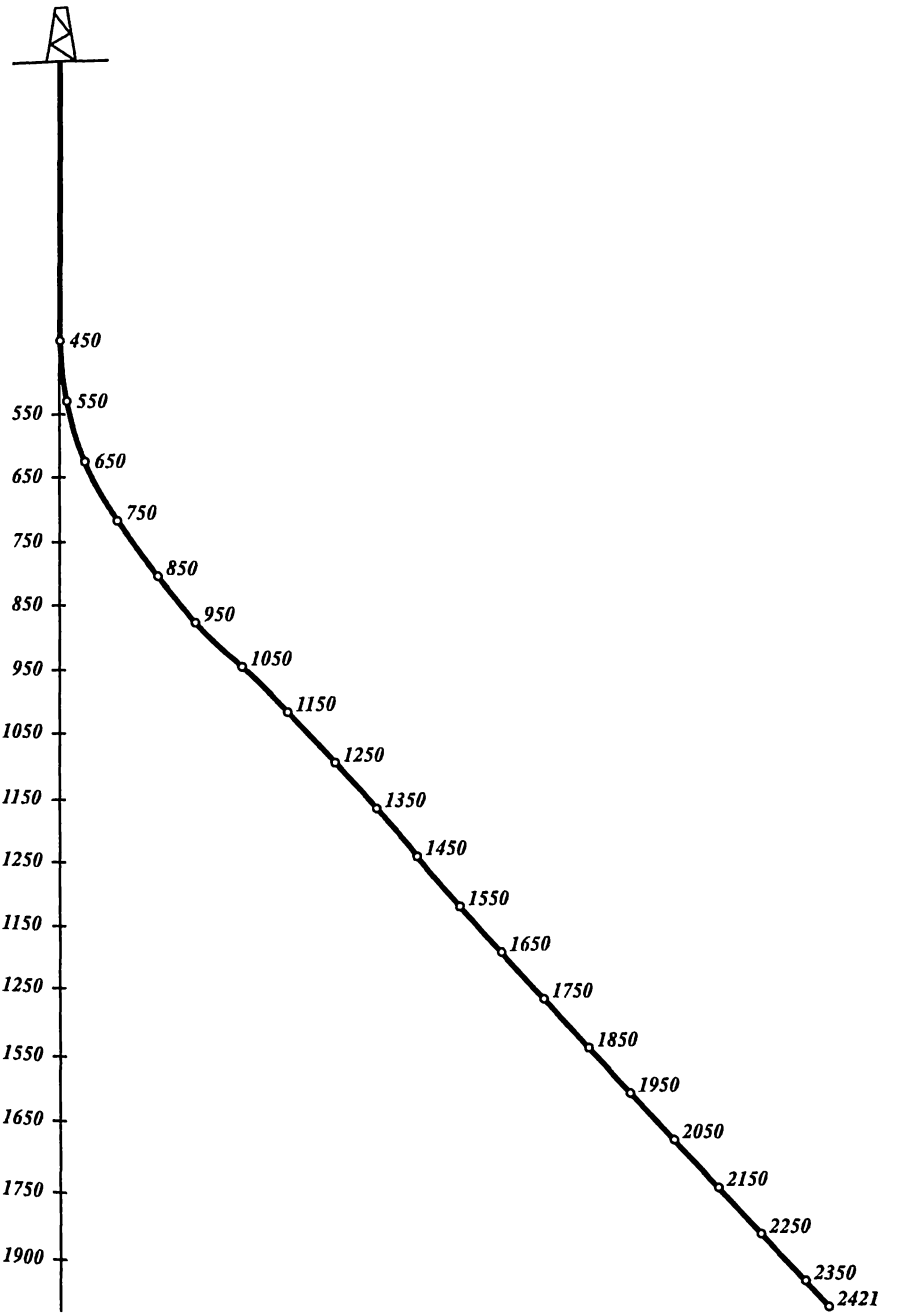


Рис. 1.50. Фактический профиль ствола наклонно направленной скважины № 501 на месторождении Усть-Балык

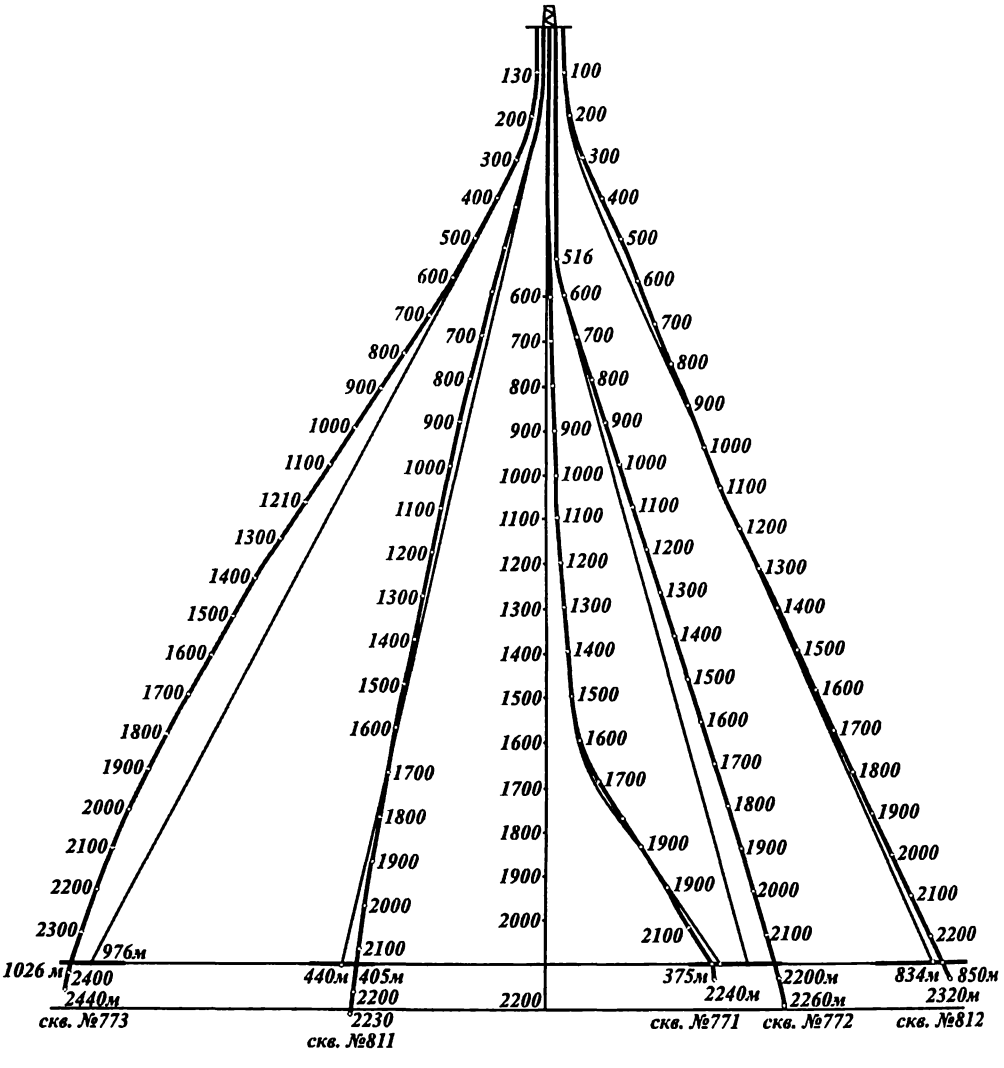


Рис. 1.51. Фактический профиль наклонно направленных скважин куста № 772 на Усть-Балыкском месторождении.

Бурение тангенциального интервала профиля до глубины 1800 м по вертикали производили турбобурами ТС5Б-7$^1/_2$" и 3ТСШ-7$^1/_2$" со стабилизатором типа СТК в ниппельной части турбобура. Ниже указанной глубины бурение из-за опасности прихвата КНБК в интервалах залегания выпучивающихся глин кокшайской свиты из КНБК исключали стабилизатор СТК.

Все пять скважин были пробурены с высокими технико-экономическими показателями, в соответствии с проектным профилем и на проектной глубине попали в установленный радиус круга допуска с радиусом 50 м.

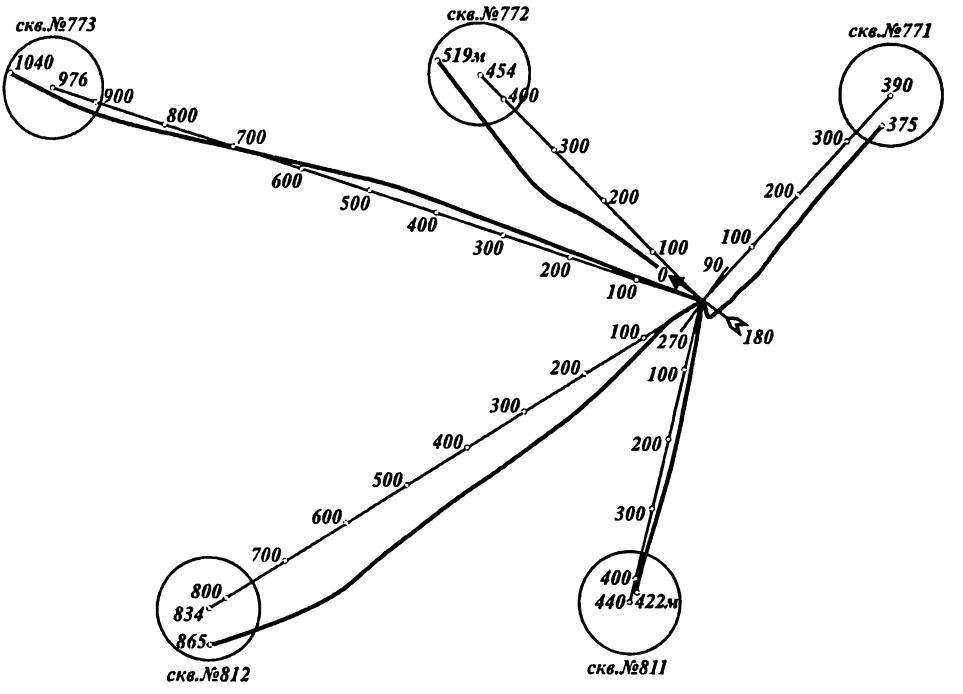


Рис. 1.52. План куста № 772 наклонно направленных скважин на Усть-Балыкском месторождении.

Высокие технико-экономические показатели бурения и точность проводки опытных скважин № 771, 772, 773, 812, 811 были достигнуты в результате применения технико-технологического комплекса, включающего турбинные отклонители ОТС-7$^1/_2$", стабилизаторы типа СТК, наддолотные калибрующие штыревые муфты, турбобуры ТС5Б-7$^1/_2$" и 3ТСШ-7$^1/_2$" в сочетании с гидромониторными долотами К-214 СГ, забойные инклинометры ЗИ-1М.

Уже в 1968 году Усть-Балыкской конторой бурения было пробурено 43 наклонные скважины, что составляет 94207 м или 65.2% от общего объема бурения. Все скважины были пробурены по четырёхинтервальному S-образному профилю.

В этом же году работы по внедрению и отработке технических средств для бурения наклонных скважин были продолжены на Правдинском месторождении. При непосредственном участии сотрудников лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ осуществлена проводка скважин № 445, 400, 418.

В 1969 году опытные работы были продолжены при строительстве скважин № 349, 350, 427 на Правдинском месторождении, № 510, 506, 622, 511 на Мегионском нефтяном месторождении и № 2003, 322 – на Самотлорской площади.

Проектирование и проводка всех скважин осуществлялась по S-образному профилю. Бурение интервала стабилизации зенитного угла и азимута осуществляли следующей КНБК: долото 2К-214-СГ; турбобур ТС5Б-7$^1/_2$" или 3ТСШ-7$^1/_2$" и центратором типа СТК в нижней части шпинделя турбобура; УБТ-178 12-24 м. В некоторых случаях в состав КНБК включали наддолотный калибратор К-214.

В течение 1970 года на нефтяных месторождениях Тюменской области по техно-

логии и с применением технических средств ВНИИБТ построено 39 кустов, объединяющих 170 скважин. При этом получен существенный экономический эффект. Например, на Усть-Балыкском месторождении общая экономия, полученная при строительстве только четырех кустов, включающих 20 скважин, составила 451 тыс. (советских) рублей.

К 1971 году технология направленного бурения наклонных скважин в Западной Сибири в основном сформировалась.

Скважины проектировали по S-образному профилю, включающему интервалы:

- вертикальный;
- ориентированного увеличения зенитного угла;
- наклонно-прямолинейный;
- уменьшения зенитного угла.

Скважины с проектным смещением забоя менее 300 м планировали без наклонно прямолинейного интервала.

Объем строительства кустов скважин на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири с середины 70-х годов наращивался исключительно высокими темпами на всех нефтегазовых месторождениях (рис. 1.53). При этом объем наклонного бурения составил 4405337 метров или 95.5% от общего объема бурения.

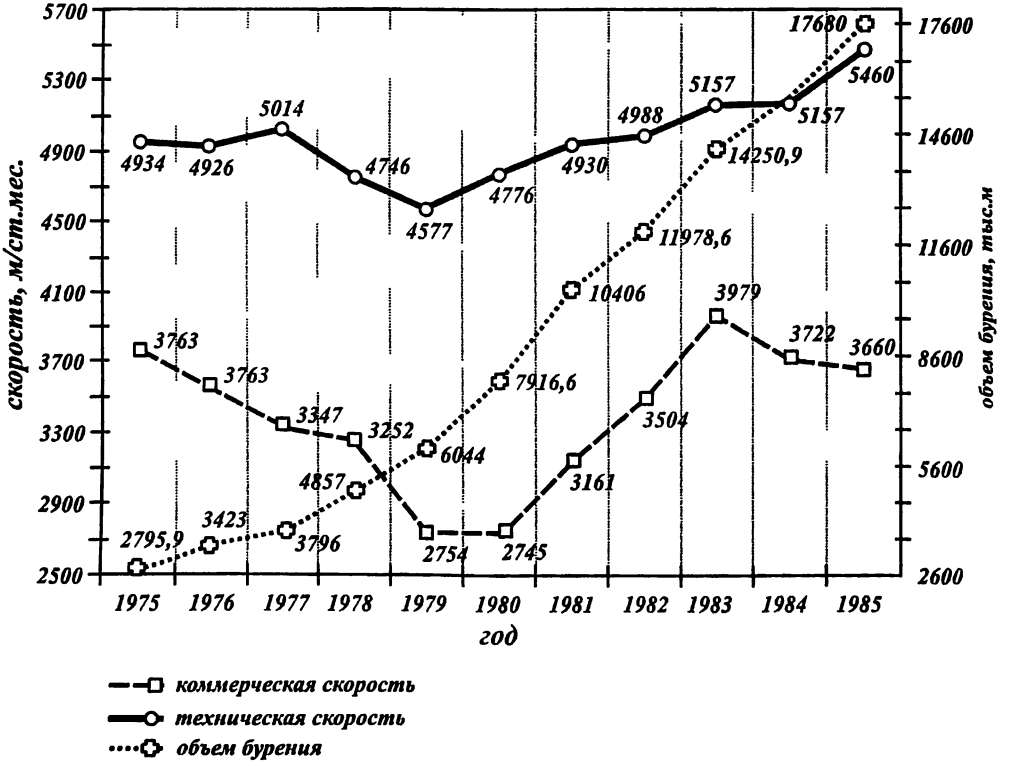


Рис. 1.53. Скорость и объём бурения скважин в Западной Сибири с 1975 по 1985 г.

Несмотря на сравнительную простоту технологии строительства наклонных кустовых скважин, фактические профили законченных бурением скважин имели значительные отступления от проектных параметров.

Большой объем научной и практической работы, проведенный специалистами института СибНИИНП, (Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, С.Н. Бастриков, Р.Г. Муллагалиев, В.М. Шенбергер, А.С. Айриянц), научных лабораторий производственных объединений Главтюменнефтегаза (В.В.Кульчицкий), позволил упорядочить технологический процесс направленного бурения и существенно улучшить качество строительства эксплуатационных скважин в Западной Сибири. Однако в целом проблема качества проводки скважин не была решена, так как возможности института СибНИИНП были жестко ограничены рамками его специализации как проектной организации.

В отдельных управлениях буровых работ (УБР) работы по корректированию профиля проводились при проводке до четверти всех скважин. Например, в Нефтеюганском УБР № 1 объем корректирования траектории бурения в 1979 году составил 23.3%, а в Мегионском УБР и Варьеганском УБР 25.9% и 22.4% соответственно. При этом необходимо учесть, что корректирование траектории бурения скважин с уменьшенным кругом допуска, а также при проводке скважин, где проводились опытные и экспериментальные работы, не включалось в общую статистику, поскольку работы по корректированию траекторных параметров бурения на таких скважинах считались запланированными.

Существенное отклонение ствола скважины от проектного профиля, значительное искривление ствола скважины приводит к необходимости проведения корректирования траектории с помощью отклоняющих КНБК в режиме ориентированного бурения. Такая технологическая операция требует больших затрат времени, как правиле не менее суток, и вызова геофизической партии для проведения инклинометрических работ. Кроме того, существенно снижается качество самой скважины, так как бурение интервала корректирования профиля скважины производится по радиусу значительно меньшему, чем это предусмотрено проектным профилем. При этом формируется резко искривленный интервал ствола скважины с неизбежными для данной технологии уступами и локальными искривлениями.

Таким образом, актуальной задачей к середине 80-х годов стало повышение точности реализации проектного профиля и технико-экономических показателей (ТЭП) строительства эксплуатационных скважин [7].

В рамках решения данной проблемы были определены следующие ключевые задачи направленного бурения:

- создание автоматических систем ориентирования турбинного отклонителя;
- проектирование стабилизирующий КНБК, удовлетворяющих технологическим требованиям бурения при оптимальном режиме.

Постановка данных задач обусловлена следующими взаимосвязанными проблемами направленного бурения и повышения ТЭП:

- увеличение точности выведения ствола скважины на проектное направление, как на участке начального искривления, так и при корректировании траектории бурения;
- существенное повышение надежности стабилизации курсовых параметров траектории бурения при выполнении наклонно прямолинейного участка профиля.

Решение указанных ключевых задач позволило бы существенно повысить точность проводки ствола, сократить время строительства скважин и количество затрачиваемых долот за счет исключения корректировочных долблений.

В 1982 г. в рамках программы повышения ТЭП буровых работ ВНИИБТ были разработаны и прошли промысловые испытания технические средства для бурения скважин:

- подвижный стабилизатор СП-24;
- шпиндель-отклонитель ШО1-195;
- управляемые отклонители для турбинного бурения ОУ-195 и ОУ-240;
- устройство для автоматизированного ориентирования отклонителя ОТО-195;
- шпиндель-стабилизатор ШС1-195;
- калибраторы (8КС-215.9СТ; 12К-215.9МС; 9КП-215.9МС; 10КС-215.9СТК; 9КИ-215.9МСТ; 12КСИ-215.9СТК);
- центраторы (1-ЦД-214; 2-ЦД-214-МСТ);
- турбобуры (А7П3-195; А7ГТШ1-195;ТСШ1М1-195; ТСШ1М2-195).

Из перечисленных технических средств широкое промышленное применение нашли шпиндель-отклонитель ШО1-195; турбобуры типа А7П3-195 и А7ГТШ1-195; центраторы и калибраторы различных модификаций.

В целях увеличения ТЭП бурения скважин на интервале первого долбления ниже башмака кондуктора была внедрена совместная разработка ВНИИБТ и ПО «Куйбышевбурмаш» - долото диаметром 215.9 мм типа МЗГВ .

Комплекс разработанных и внедренных в производство технико-технологических решений позволил к 1979 г. изменить тенденцию снижения технической и коммерческой скоростей бурения скважин в целом по всем месторождениям Западной Сибири, а в 1984 году вывести указанные показатели строительства скважин на уровень, превышающий показатели середины 70-х годов (рис. 1.53).

Руководство научными исследованиями и конструкторскими работами в области наклонного бурения скважин турбинным способом в разное время осуществляли ученые ВНИИБТ: Ю.С.Васильев, А.М.Григорян, М.Т.Гусман, Г.А.Шетлер, А.С.Бронзов, А.Г. Калинин, Р.А.Иоаннесян, Я.А.Гельфгат.

В области разработки кустового способа строительства скважин следует отметить технологические и конструкторские разработки Ю.С. Васильева, А.Г. Калинина, А.С. Бронзова, М.С. Онищенко, В.Ф. Мочалова, Л.А. Торшина. В проводке первых наклонных скважин непосредственно на месторождении принимали участие специалисты ВНИИБТ И.Г.Архипов, В.В.Безумов, А.Г.Калинин, В.А.Доценко, М.С. Онищенко, В.А. Голов, В.К.Панченко, А.В.Соловьев.

Руководителями и организаторами работ по внедрению технологии кустового способа бурения в Западной Сибири являются бывший министр нефтяной промышленности В.Д. Шашин, начальник ПО «Главтюменненфтегаз» В.И. Муравленко, заместитель начальника ПО «Главтюменненфтегаз» М.Н. Сафиуллин, начальник УБР А.Н. Филимонов и др.

Большой вклад в развитие кустового способа строительства скважин внесли буровые мастера Г.М.Левин, М.И.Сергеев, В.М.Агафонов, Г.К.Петров, А.Д. Шакшин, С.Ф. Ягафаров, Р.Х. Аллаяров и др., а также специалисты М.О. Крист, А.Н. Воевода и многие другие инженеры, техники и рабочие ПО «Главтюменненфтегаз», чей благородный труд сделал нашу страну мировым лидером нефтегазодобычи.

К моменту массового перевода скважин с фонтанного на механизированные способы эксплуатации бурение 86% всех скважин осуществляли четырёхинтервальному S-образному проектному профилю [7].

В целях минимизации отрицательного влияния угла наклона и кривизны ствола скважины на работу и эксплуатационную надежность внутрискважинного оборудования для добычи нефти предельные величины указанных параметров приказом министерства нефтяной промышленности № 386 от 11.07.86 были жестко регламентированы. Уменьшение максимальной величины зенитного угла ствола скважины с 45° до 20° и интенсивности искривления ствола с 4°/10м до 1.5°/10м привело к снижению количе-

ства подземных ремонтов на 1 скважину в 1.2 раза. Однако, при этом за счет уменьшения количества скважин в кусте произошло увеличение затрат на подготовительные работы к бурению на 4%, а с момента ввода введенных ограничений на профиль скважины в подрядных буровых организациях затраты на подготовительные и строительно-монтажные работы в бурении выросли в 1.85 раза. Используя экономические критерии руководством ПО «Главтюменнефтегаз» была обоснована целесообразность увеличения предельного значения зенитного угла до 30°. При этом было показано, что неизбежный рост эксплуатационных затрат будет компенсирован экономией средств при строительстве промысловых объектов месторождения.

Снижение максимальных величин зенитного угла и интенсивности искривления ствола в интервале установки и работы оборудования для добычи нефти при сохранении технологического подхода к строительству скважин, основанного на применении четырех интервального S-образоного проектного профиля, позволило увеличить межремонтный период вводимых скважин, но не решило проблему их качества.

В целях повышения технико-экономических показателей строительства эксплуатационных скважин НПО «Бурение»-ВНИИБТ в 1986 г. были разработаны программы по созданию региональных организационно-технологических комплексов. (РТК).

Указанные выше задачи поставлены в технико-технологических мероприятиях по реализации программы РТК для Западной Сибири в области бурения скважины:

- разработка и внедрение технических средств проводки скважин по оптимальному профилю с ограничением зенитного угла ствола скважины до 20° в интервале установки и работы глубинно-насосного оборудования для добычи нефти и малоинтенсивное увеличение зенитного угла в нижних интервалах бурения, в целях повышения эксплуатационной надежности скважин и снижения числа скважин, не попавших в круг допуска до 5-8% при существующем уровне 18%, а также сохранения рациональное количество скважин в кусте на уровне 16-24;

- перевод турбинного бурения долотом 215.9 мм верхних интервалов на турбобур диаметром 195 мм с характеристикой, обеспечиваемой одним буровым насосом;

- применение винтовых забойных двигателей и редукторных турбобуров для бурения нижних интервалов от 2000 м до 3000 м в сочетании с долотами с герметизированными, маслонаполненными опорами серии ГНУ;

- внедрение и дальнейшее совершенствование рациональной гаммы высокооборотных долот серии ГВ и низкооборотных серии ГН турбинного бурения и серии ГНУ с герметизированными опорами;

- расширение объемов внедрения системы недиспергирующего полимерглинистого бурового раствора с низким содержанием твердой фазы на основе акриловых полимеров.

В целях реализации технологии строительства скважин по интервалам выполнения оптимального профиля предусматривается применение следующих технических средств:

- вертикальный интервал - КНБК с центрирующими элементами для предупреждения искривления ствола;

- участок начального искривления – турбинный отклонитель в сочетании с ориентирующим устройством «Зенит»;

интервалы стабилизации и малоинтенсивного увеличения зенитного угла – КНБК на базе турбобура и винтового забойного двигателя с центраторами, расположенными на оптимальных расстояниях от долота.

Комплектование указанных КНБК предлагалось на основе следующих технических средств, выпускаемых серийно или подготовленных к серийному производству:

- турбинный отклонитель ТО2-240;
- центратор забойного двигателя типа 1ЦД-214-МС;
- устройство «Зенит» для ориентирования забойного двигателя-отклонителя.

С 1985 г. ВНИИБТ совместно с институтом СибНИИНП приступил к промысловым работам по отработке элементов технологии бурения кустовых наклонного направленных скважин по оптимальному профилю на месторождениях ПО «Главтюменнефтегаз». Основанием для разработки являлась «Программа НИОКР по повышению технико-экономических показателей скважин в Западной Сибири», утвержденная Министерством нефтяной промышленности 19.07.85. Основными элементами технологии бурения скважины по оптимальному профилю являются технология стабилизации зенитного угла и азимута ствола скважины при бурении в интервале работы внутрискважинного оборудования и мало интенсивное увеличение зенитного угла и стабилизация азимутального направления при проходке нижних интервалов скважины (рис. 1.54) [114].

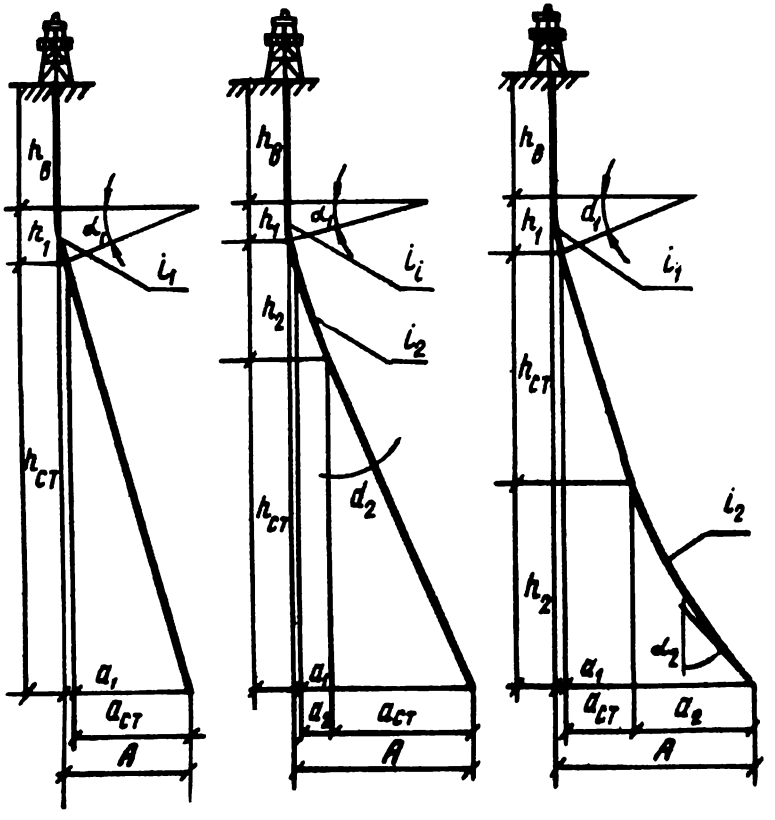


Рис. 1.54. Виды профиля наклонно направленных скважин для Западной Сибири. $h_в$ - длина вертикального участка; h_1, $h_{ст}$, h_2 – вертикальная проекция участков начального искривления, стабилизации и завершающего участка профиля соответственно; А – проектное смещение; a_1, $a_{ст}$, a_2 - горизонтальная проекция участков начального искривления, стабилизации и завершающего участка профиля соответственно; i_1, i_2 – интенсивность искривления участков начального искривления и завершающего участка профиля; α_1, $\alpha_{ст}$, α_2 – зенитный угол участка начального искривления, стабилизации и увеличения зенитного угла соответственно.

В табл. 1.7 приведены основные параметры тангенциальных и J-образных видов профиля, которые соответствуют условиям бурения и эксплуатации скважин глубиной 2200 м и 2700 м при глубине установки глубинно-насосного оборудования 900÷1200 м и 1200÷1500 м соответственно.

Технология бурения наклонно направленных скважин по оптимальному профилю была разработана сотрудниками лаборатории наклонного бурения ВНИИБТ А.Ф. Фёдоровым, К.М. Солодким, А.С. Повалихиным, А.С. Огановым [79].

ТАБЛИЦА 1.7
ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТНОГО ПРОФИЛЯ С МИНИМАЛЬНЫМИ УГЛАМИ НАКЛОНА СТВОЛА В ИНТЕРВАЛЕ УСТАНОВКИ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А, м	Тип профиля	Параметры профиля			
		h_B, м	α_1, град.	$\alpha_{ГНО}$, град	α_2, град.
H =2200 м					
200-350	1	1200-1400	12-20	0	12-20
350-560	1	100-450	10-15	10-15	10-15
400-700	2	100-450	10-15	18-20	20
500-750	3	200-750	10	16-20	24-30
H =2700 м					
200-400	1	1300-1600	12-20	0	12-20
250-500	3	1300-1600	12-20	0	24-32
400-750	1	100-450	10-15	10-15	10-15
600-900	2	100-450	10-15	18-20	20
680-860	3	100-450	10	15-18	28-33
i_1 = 15°/100м; i_2 = 1°/100м					

Опорно-технологическое бурение скважин по оптимальному профилю осуществлялось в 1985-1988 г.г. в Западной Сибири на месторождениях ПО «Ноябрьскнефтегаз» и ПО «Мегионнефтегаз» (Муравленковское, Крайнее, Холмогорское и др.). Научно-методическое руководство по проводке опорно-технологических скважин осуществляла лаборатория наклонно-направленного бурения ВНИИБТ под руководством К.М. Солодкого, А.С. Оганова (с 1986 г.).

Результатом опытно-промысловых работ явилось создание технологии бурения скважин по оптимальному профилю, которая была оформлена в виде регламента «Технология бурения кустовых наклонно-направленных скважин по оптимальному профилю на месторождениях ПО «Главтюменнефтегаз».

Современный этап строительства кустовых скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири характеризуется существенным повышением требований заказчика к точности и качеству проводки ствола, высоким темпом роста объема бурения горизонтальных скважин и наклонных скважин, имеющих сверхбольшое смещение забоя.

Анализ проектных решений и практики строительства высокотехнологичных скважин показывает, что технология направленного бурения строится на основе имеющихся типовых, решений или заимствуется зарубежная технология направленного бурения,

применение которой не во всех случаях оправдано, поскольку она не учитывает особенностей горно-геологического строения месторождений Западной Сибири.

Создание технико-технологического комплекса для строительства высокотехнологичных скважин потребует разработки новых технических решений, основанных на нетрадиционных представлениях в области проектирования профиля скважины, буровой навигации и теории компоновок низа бурильной колонны.

Технико-технологические комплексы позволят осуществлять массовое строительство сложных скважин с высоким качеством и технико-экономическими показателями.

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЁТ ПРОФИЛЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

2.1. Профили наклонных скважин

2.1.1. Выбор и проектирование профиля наклонной скважины

Профиль направляющей части ствола наклонной скважины определяют три его точки (рис. 2.1):

- устье скважины;
- точка вскрытия продуктивного пласта;
- конечный забой скважины.

Основными параметрами профиля скважины являются:

- глубина;
- длина (протяжённость) ствола;
- смещение;
- количество участков;
- длина вертикального участка;
- радиус кривизны искривленных участков,
- угол вскрытия продуктивного пласта.

Основные требования к проектному профилю заключается в следующем.

Профиль наклонно направленной скважины должен обеспечить:

- минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях бурильных и обсадных колонн;
- безаварийное бурение и крепление ствола скважины;
- минимальные затраты на строительство скважины;
- свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств для бурения и проведение исследований;
- надежную работу внутрискважинного эксплуатационного оборудования;

возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов при разработке многопластовых месторождений нефти;

- высокое качество скважины как объекта последующей эксплуатации;
- возможность реконструкции скважины путем бурения боковых ответвлений.

При кустовом способе строительства, устья наклонных скважин располагаются на одной технологической площадке. Такими технологическими площадками могут быть морские сооружения и основания или кустовые площадки на местности. Расстояния между устьями скважин куста составляют от 1 м при морском бурении до нескольких десятков метров при строительстве кустов скважин на суше. При кустовом бурении

профиль наклонной скважины должен обеспечить заданную сетку разработки нефтяного или газового месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте при выполнении требований к уровню надёжности эксплуатации скважины.

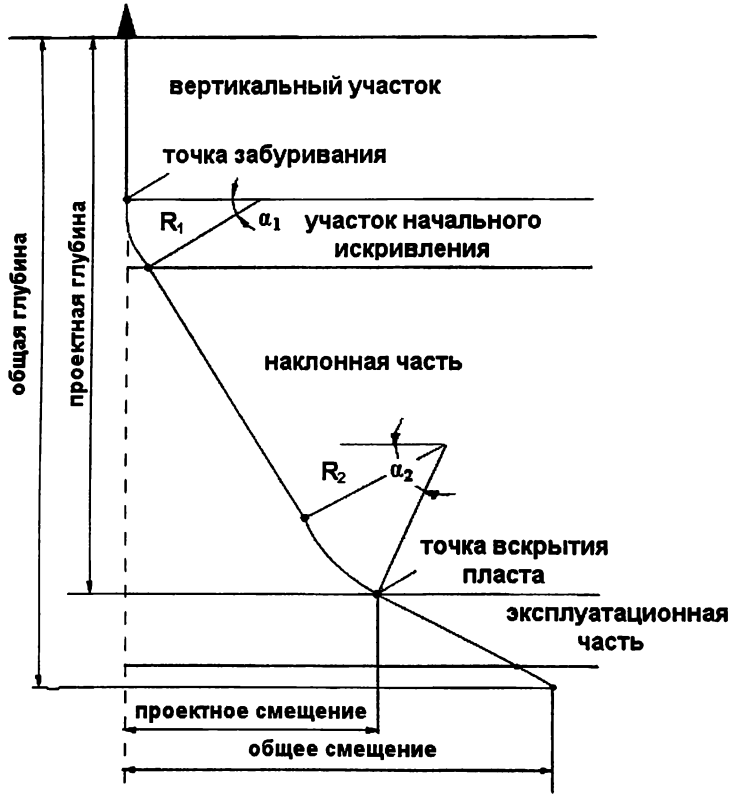


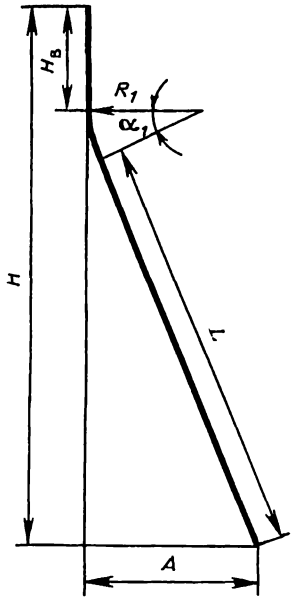
Рис. 2.1. Проектный профиль наклонно направленной скважины. R_1, R_2 – радиусы кривизны участков профиля. α_1, α_2 – зенитные углы по концам участков профиля

По форме завершающего интервала направляющей части все профили наклонно направленной скважины разделяются на три типа (рис. 2.2):

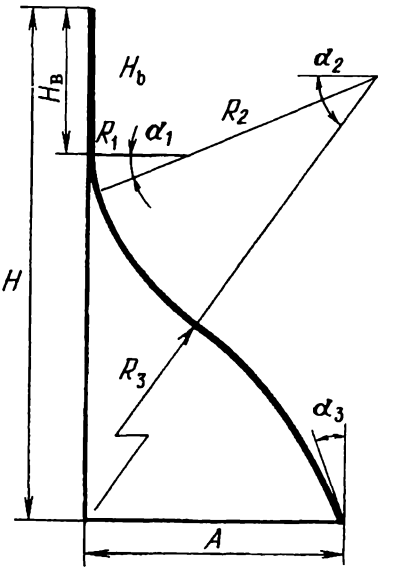
- S-образный;
- J-образный;
- тангенциальный.

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимого для его расчета комплекса параметров, включающего:

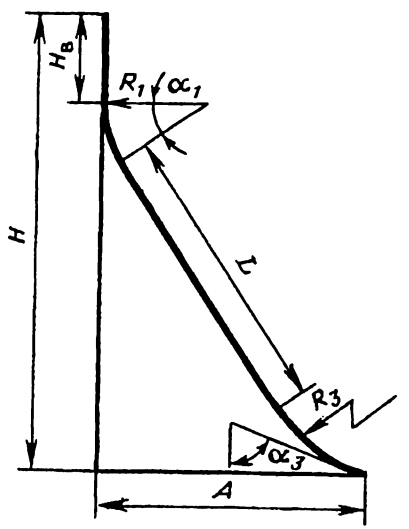
- проектные значения глубины и смещения ствола скважины от вертикали;
- длину вертикального участка;
- значения предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования и на проектной глубине.



а)



б)



в)

Рис. 2.2. Типы профиля наклонно направленных скважин: а – тангенциальный; б – S - образный; в – J - образный. H – проектная глубина; A – проектное смещение; $H_в$ – длина вертикального участка; R_1 – радиус кривизны участка начального искривления; α_1 – зенитный угол в конце участка начального искривления; L – длина тангенциального участка; R_2, R_3 – радиус кривизны второго и третьего участков профиля, соответственно; α_2, α_3 – зенитный угол в конце третьего участка профиля и на проектной глубине, соответственно

Проектирование профиля скважины и других технологических мероприятий, обеспечивающих его реализацию, следует рассматривать совместно. Другими словами, выбор профиля скважины определяет выбор способа бурения, типа долота, гидравлической программы бурения, параметров режима бурения и, наоборот.

На выбор профиля скважины оказывает влияние оснащенность буровых предпри-

ятий инструментом для наклонно направленного бурения и технологической оснасткой низа бурильной колонны, а также средствами буровой навигации.

Профиль ствола наклонно направленной скважины выбирается и проектируется также с учетом назначения скважины и геологических и технологических особенностей проводки скважины.

Известно, что дуга окружности определяет минимальную длину участка скважины при изменении её зенитного угла [35, 126]. Поэтому все искривленные участки профиля наклонно-направленной скважины проектируются в виде дуги окружности.

При проектировании наклонной скважины необходимо, учитывая конкретные условия, максимально использовать достоинства того или иного профиля.

S-образный вид профиля наклонной скважины применяется преимущественно в тех случаях, когда вскрытие продуктивного пласта стволом планируется под минимальным зенитным углом, а также при проектировании глубоких скважин.

S-образный профиль наклонной скважины с участком естественного уменьшения зенитного угла используется:

- в случаях, когда при бурении завершающих интервалов скважины не допускается применение КНБК с опорно-центрирующими элементами;
- в регионах, где интенсивность естественного уменьшения зенитного угла незначительна.

J-образный профиль наклонной скважины целесообразно применять:

- в целях уменьшения зенитного угла ствола скважины в интервале размещения жёстких промежуточных обсадных колонн, а также в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования;
- для увеличения угла вскрытия продуктивного пласта при проектировании пологих скважин;
- с целью уменьшения сил трения и нагрузок на спускоподъемное оборудование буровой установки;
- при строительстве кустовых скважин для обеспечения проектного смещения забоя скважины от вертикали и, соответственно, рационального количества скважин в кусте при выполнении требований к величине максимального зенитного угла в интервале расположения внутрискважинного оборудования для добычи нефти.

При тангенциальном профиле достигается максимальное смещение забоя скважины при минимальной величине зенитного угла ствола скважины. Этот профиль применяют для проектирования наклонно направленных скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя от вертикали, а также при кустовом бурении, например, для проектирования скважин с большим вертикальным участком.

Необходимость в вертикальном участке профиля скважины обусловлена конструкцией бурового подъемного оборудования, а также всего комплекса технологического оборудования для исследования, эксплуатации и ремонта скважины.

Длина вертикального участка зависит от глубины спуска кондуктора и промежуточных обсадных колонн большого диаметра (более 245 мм). В некоторых случаях, например, при проектировании наклонных скважин с небольшими (до 500 м) проектными отклонениями конечного забоя от вертикали забуривание наклонного ствола планируют ниже интервала установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования. При этом длина вертикального участка может превышать 1500 м.

Участок начального искривления располагают в интервалах залегания устойчивых горных пород, при бурении в которых за одно долбление можно получить проектное значение зенитного угла.

Минимальная величина радиуса кривизны участка начального искривления скважи-

ны ограничивается документами, регламентирующими процесс проектирования и строительства наклонно направленных скважин [27, 28, 29]. В соответствии с указанными документами этот радиус не должен быть меньше 382 м, что соответствует темпу увеличения зенитного угла, равному 1.5° на 10 м проходки.

Максимальный зенитный угол ствола скважины в конце участка начального искривления и расположенного непосредственно за ним участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла ограничивается некоторой предельной величиной, которая определяется:

конструктивными особенностями и условиями работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования (штанговые насосы, электропогружные насосы и т. п.);

- геологическими и технологическими условиями проводки скважины.

Величина зенитного угла скважины оказывает существенное влияние на образование желобных выработок в стволе скважины, скорость образования которых определяется:

- количеством циклов спускоподъемных операций;
- физико-механическими свойствами горных пород;
- величиной давления бурильной колонны на стенку скважины.

Давление бурильной колонны на стенку скважины в свою очередь зависит от:

- величины зенитного угла ствола скважины;
- конструкции бурильной колонны;
- радиуса кривизны скважины;
- геометрии расположенных ниже участков профиля скважины.

При проектировании глубоких наклонно направленных скважин, процесс бурения которых характеризуется значительным количеством циклов спускоподъемных операций, необходимо минимизировать зенитный угол в верхних интервалах, используя при проектировании J-образные и тангенциальные типы профиля.

При проектировании скважин, у которых наклонный ствол расположен в интервале горных пород, склонных к образованию желобных выработок, следует также минимизировать зенитный угол в интервале залегания таких горных пород.

Наклонно направленные скважины с большим смещением забоя от вертикали, в целях уменьшения угла наклона тангенциального интервала профиля, проектируются с минимальной длиной вертикального участка скважины. Предельная величина зенитного угла и, следовательно, максимальное отклонение конечного забоя скважины от вертикали ограничивается условиями создания осевой нагрузки на долото за счет веса бурильной колонны и нагрузками, возникающими при спускоподъемных операциях.

В большинстве нефтегазодобывающих регионах при проектировании наклонно направленных скважин величина зенитного угла на проектной глубине жестко не регламентируется. Если необходимо вертикальное вскрытие продуктивного пласта, то применяют S-образный тип профиля с завершающим интервалом уменьшения зенитного угла до 0°.

Все рассмотренные типы проектного профиля наклонно направленной скважины проектируются в одной плоскости, т.е. являются плоскими.

2.1.2. Расчет параметров проектного профиля наклонной скважины

Проектный профиль скважины может включать (сверху вниз) вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок, участки мало интенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла.

Приведенные ниже математические зависимости могут быть использованы для расчета параметров профиля скважины, у которого все искривленные участки являются

дугами окружности.

При расчете профиля скважины кроме проектных значений глубины и смещения задаётся также длина вертикального участка и радиус кривизны участка начального искривления.

Для определения проекций каждого участка профиля на вертикальную и горизонтальную оси необходимо знать радиус кривизны участка профиля, значения зенитных углов по его концам, длину и угол наклона тангенциального участка, если он имеется. Указанные параметры профиля могут быть найдены из решения системы уравнений, которые в общем виде выглядят следующим образом:

$$\sum h_i = H \tag{2.1}$$

$$\sum a_i = A \tag{2.2}$$

где h_i, a_i - вертикальная и горизонтальная проекции i–го участка профиля соответственно, м;
H, A – проектная глубина и смещение ствола скважины соответственно, м.

Значение зенитного угла в верхних интервалах, где располагается внутрискважинное эксплуатационное оборудование, ограничивается некоторой предельной величиной. Поэтому при расчете параметров профиля скважины следует задавать максимальную величину зенитного угла скважины в конце участка начального искривления, а также в конце расположенного ниже участка увеличения зенитного угла. Поскольку зенитный угол скважины на проектной глубине при проектировании наклонно направленной скважины жестко не регламентируется, то этот угол целесообразно принять в качестве одной из неизвестных величин. Второй неизвестной величиной в системе уравнений (2.1, 2.2) может быть радиус кривизны одного из участков профиля, расположенного ниже участка начального искривления или длина тангенциального участка профиля.

При дальнейшем изложении приняты следующие условные обозначения:

H - проектная глубина скважины;

A - смещение скважины на проектной глубине;

H_1 - длина вертикального участка;

α_i - зенитный угол ствола скважины в конце (i+1)-го участка;

R_i - радиус кривизны (i+1)-го участка профиля;

L - длина тангенциального участка профиля.

Математические зависимости для определения проекций отдельных участков плоского профиля на вертикальную и горизонтальную оси приведены в табл. 2.1.

ТАБЛИЦА 2.1
ФОРМУЛЫ РАСЧЕТА ПРОЕКЦИЙ УЧАСТКОВ ПРОЕКТНОГО ПРОФИЛЯ

Вид участка профиля	Проекция участка, м		Длина участка, м
	Горизонтальная	Вертикальная	
Вертикальный	0	H_B	H_B
Начального искривления	$R \cdot (1 - cos\alpha)$	$R \cdot sin\alpha$	$\frac{\alpha \cdot \pi \cdot R}{180}$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 2.1

Малоинтенсивное увеличение угла	$R\cdot(cos\alpha_1-cos\alpha_2)$	$R\cdot(sin\alpha_2-sin\alpha_1)$	$\frac{(\alpha_2-\alpha_1)\cdot\pi\cdot R}{180}$
Малоинтенсивное уменьшение угла	$R\cdot(cos\alpha_2-cos\alpha_1)$	$R\cdot(sin\alpha_1-sin\alpha_2)$	$\frac{(\alpha_1-\alpha_2)\cdot\pi\cdot R}{180}$
Тангенциальный (известна длина L)	$L\cdot sin\alpha_L$	$L\cdot cos\alpha_L$	L

Примечание:
H_B – длина вертикального участка профиля, м;
R – радиус кривизны искривленного участка профиля, м;
α – зенитный угол в конце участка начального искривления, град.;
α_1, α_2 – зенитный угол в начале и в конце искривленного участка профиля соответственно, град.

2.1.2.1. Тангенциальные виды профиля

Трёхинтервальный профиль 1 (рис. 2.3) включает вертикальный участок, участок начального искривления и тангенциальный участок.

Исходными данными для расчета трёхинтервального профиля являются параметры: H, A, H_1, R_1.

В системе уравнений (1) и (2) две неизвестные величины L и α_1.

Значение зенитного угла α_1, при котором обеспечивается проектное смещение ствола скважины на проектной глубине H, получается в результате решения системы уравнений (2.1) и (2.2) и может быть выражено формулой:

$$\alpha_1 = arccos\ \frac{R_1\cdot(R_1-A)+H_0\cdot\sqrt{H_0^2+A^2-2\cdot A\cdot R_1}}{(R_1-A)^2+H_0^2}, \qquad (2.3)$$

где $H_0 = H - H_1$.

Зная α_1 можно определить длину L тангенциального участка из уравнений (2.1) или (2.2).

Четырёхинтервальный профиль 2 (рис. 2.4) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок увеличения зенитного угла и тангенциальный участок.

Исходными данными для расчета профиля являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_2, α_1. Требуется определить α_2 и L.

Зенитный угол α_2 ствола скважины в конце третьего участка профиля рассчитывается по формуле:

$$\alpha_2 = \alpha_1 + arccos\ \frac{R_2\cdot(R_2-T)+M\cdot\sqrt{M^2+T^2-2\cdot T\cdot R_2}}{(R_2-T)^2+M^2}, \qquad (2.4)$$

где

$$T = (A-B)\cdot cos\alpha_1$$

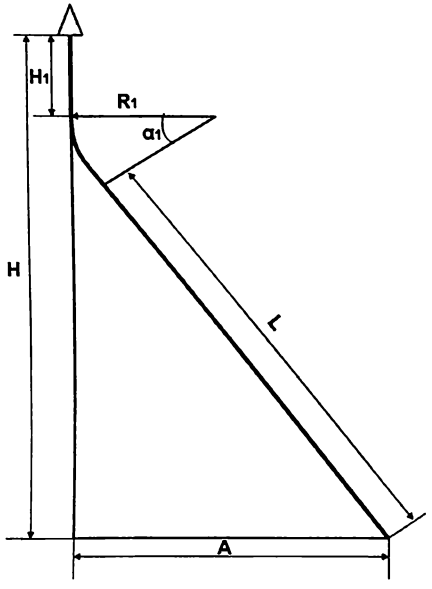


Рис. 2.3. Трёхинтервальный тангенциальный профиль - 1

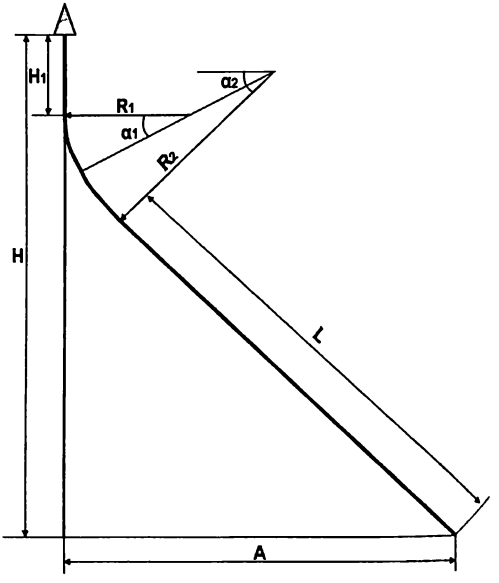


Рис. 2.4. Четырёхинтервальный тангенциальный профиль - 2

$$B = R_1\,(1 - cos\alpha_1) + (H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1)\,tg\alpha_1$$

$$M = (A - B) \cdot sin\alpha_1 + \frac{H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1}{cos\,\alpha_1}$$

$$L = \frac{H - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_2 \cdot (sin\alpha_2 - sin\alpha_1) - H_1}{cos\,\alpha_2}$$

Зная зенитные углы в конце искривленных участков профиля, а также их радиусы кривизны, можно определить вертикальную и горизонтальную проекции каждого участка профиля и длину тангенциального интервала.

2.1.2.2. S-образные виды профиля

S - образные профили для вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом включают следующие виды.

Четырёхинтервальный профиль 3 (рис. 2.5) включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок уменьшения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_3.

Требуется определить α_1 и L.

Зенитный угол α_1 в конце участка начального искривления определяется по формуле:

$$\alpha_1 = arcsin \frac{R_0 \cdot H_0 - (R_0 - A) \cdot \sqrt{H_0^2 - A \cdot (2 \cdot R_0 - A)}}{(H_0^2 + R_0^2) - A \cdot (2 \cdot R_0 - A)}, \qquad (2.5)$$

где $R_0 = R_1 + R_3$; $H_0 = H - H_1$

Значения L определяется из уравнений проекций профиля на вертикальную или горизонтальную оси.

$$L = \frac{H - H_1 - (R_1 + R_2) \cdot sin\alpha_1}{cos\alpha_1}. \qquad (2.6)$$

Пятиинтервальный профиль 4 (рис. 2.6) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок увеличения зенитного угла, тангенциальный участок и участок уменьшения зенитного угла.

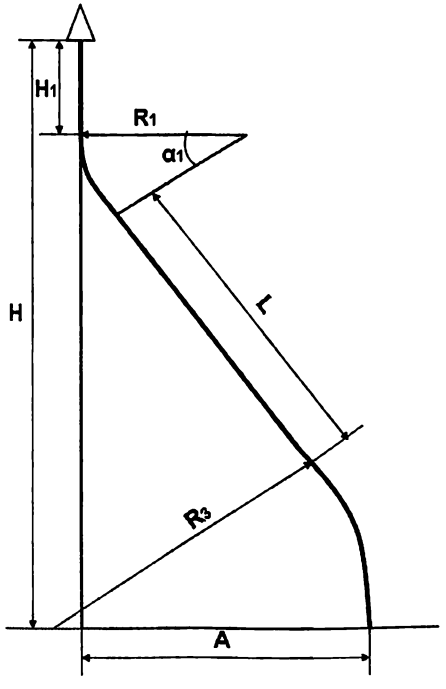


Рис. 2.5. Четырёхинтервальный S-образный профиль – 3.

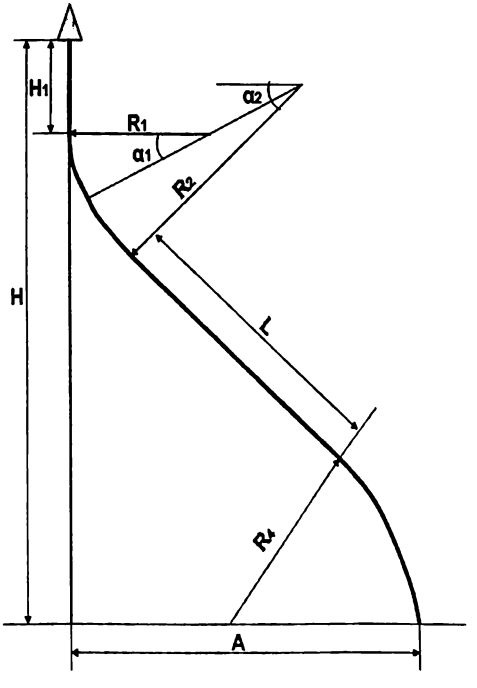


Рис. 2.6. Пятиинтервальный S-образный профиль – 4.

Исходными данными для расчета профиля являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_2, R_4, α_1.

Требуется определить α_2 и L. Решение находится из системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси и может быть представлено в виде:

$$\alpha_2 = arccos\frac{-(R_2+R_4)\cdot V - C\cdot\sqrt{C^2+V^2-(R_2+R_4)^2}}{C^2+V^2}; \tag{2.7}$$

$$L = \frac{V+(R_2+R_4)\cdot cos\alpha_2}{sin\alpha_2}, \tag{2.8}$$

где

$$V = A - R_1 - R_4 + (R_1 - R_2)\cdot cos\alpha_1;\ C = H_1 - H + (R_1 - R_2)\cdot sin\alpha_1.$$

Длина L тангенциального участка профиля, как и для профиля 3 определяется из уравнений проекций его участков (рис. 2.6).

$$L = \frac{H - H_1 - R_2\cdot sin\alpha_2 - (R_1 + R_2 - R_4)\cdot sin\alpha_1}{cos\alpha_2}. \tag{2.9}$$

Трёхинтервальный профиль 5 включает вертикальный участок, участок начального искривления и участок уменьшения зенитного угла (рис. 2.7).

Исходными данными для расчета профиля являются параметры: H, A, H_B, R_1.

Радиус R_2 кривизны участка уменьшения зенитного угла и значение зенитного угла α_1 в конце участка начального искривления ствола скважины определяется по формулам:

$$R_2 = \frac{A^2 + (H - H_1)^2}{2A} - R_1; \tag{2.10}$$

$$\alpha_1 = arcsin\frac{H - H_1}{R_1 + R_2} \tag{2.11}$$

Четырёхинтервальный профиль 6 включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок увеличения зенитного угла и участок уменьшения зенитного угла (рис. 2.8).

Исходными данными для расчета профиля 6 являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_2, R_3, α_1.

Зенитный угол α_2 в конце интервала увеличения зенитного угла и радиус R_3 кривизны завершающего участка профиля определяются по формулам:

$$\alpha_2 = arctg\frac{H - H_1 + (R_2 - R_1)\cdot sin\alpha_1}{R_1 + R_3 + (R_2 - R_1)\cdot cos\alpha_1 - A}; \tag{2.12}$$

$$R_3 = [H - H_1 + (R_2 - R_1)\cdot sin\alpha_1]\cdot ctg\alpha_2 - [R_1 + (R_2 - R_1)\cdot cos\alpha_1 - A]. \tag{2.13}$$

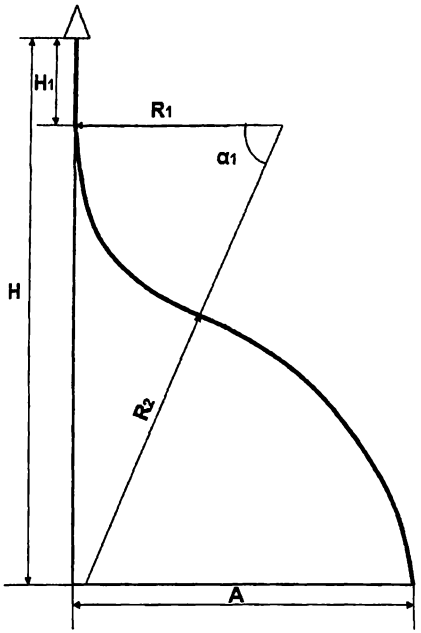


Рис. 2.7. Трёхинтервальный S-образный профиль - 5

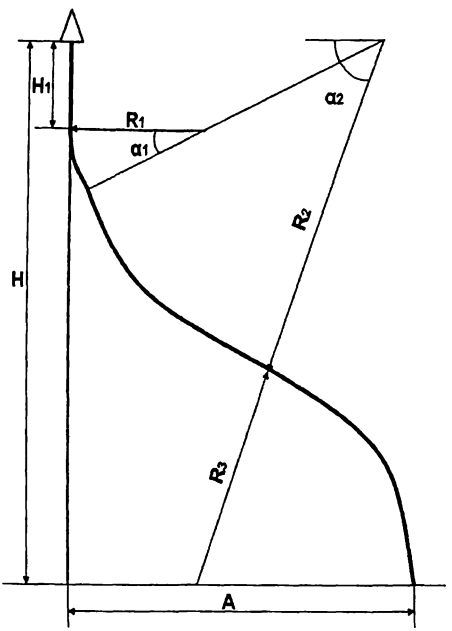


Рис. 2.8. Четырёхинтервальный S-образный профиль - 6

S-образные виды профиля для вскрытия продуктивного пласта наклонным стволом, включают следующие виды:

Трёхинтервальный профиль 7 (рис. 2.9) включает вертикальный участок, участок начального искривления и участок уменьшения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 7 являются параметры: H, A, H_1, R_1, α_1.

Аналитические выражения для определения величины радиуса R_2 кривизны участка уменьшения зенитного угла и зенитного угла α_2 ствола скважины на проектной глубине могут быть представлены в виде:

$$R_2 = \frac{C^2 + (A-B)^2 \cdot cos^2 \alpha_1}{2 \cdot |A-B| \cdot cos\alpha_1}; \qquad (2.14)$$

$$\alpha_2 = \alpha_1 - arcrc\frac{C}{\sqrt{R_2^2 - C^2}}; \qquad (2.15)$$

где

$$C = \frac{H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1}{cos\alpha_1} - |A-B| \cdot sin\alpha_1;$$

$$B = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + (H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1) \cdot tg\alpha_1 .$$

Четырёхинтервальный профиль 8 (рис. 2.10) включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок уменьшения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 8 являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_3, α_1.

Длина L тангенциального участка и зенитный угол α_3 ствола скважины на проектной глубине определяется из выражений:

$$L = C - B; \tag{2.16}$$

$$\alpha_3 = \alpha_1 - arctg\frac{Q}{\sqrt{R_3^2 - Q^2}}, \tag{2.17}$$

где

$$C = \frac{H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1}{cos\alpha_1} - |A - B| \cdot sin\alpha_1;$$

$$B = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + (H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1) \cdot tg\alpha_1;$$

$$Q = \sqrt{2 \cdot R_3 \cdot |A - B| \cdot cos\alpha_1 - (A - B)^2 \cdot cos^2\alpha_1}$$

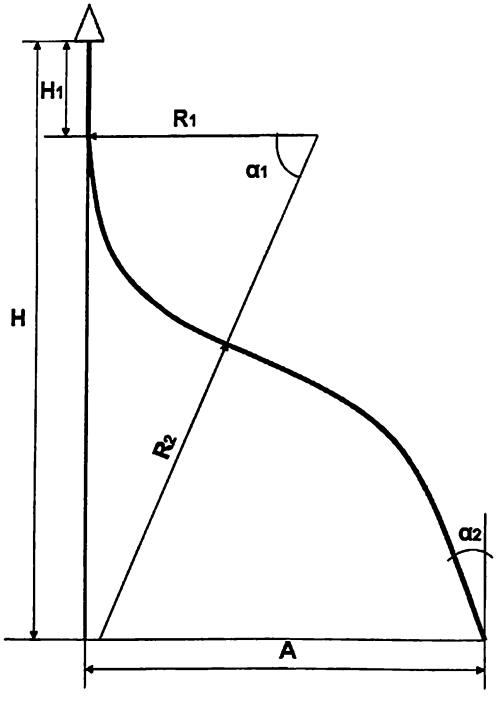


Рис. 2.9. Трёхинтервальный S-образный профиль – 7.

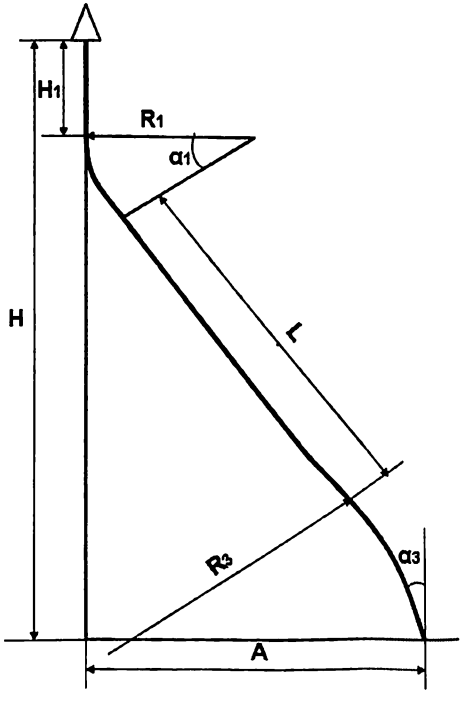


Рис. 2.10. Четырёхинтервальный S-образный профиль – 8.

Четырёхинтервальный профиль 9 (рис. 2.11) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участки увеличения и уменьшения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 9 являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_2, α_1, α_2.

Радиус R_3 кривизны четвертого участка профиля и зенитный угол α_3 ствола скважины на проектной глубине определяются из выражений:

$$R_3 = \frac{P^2 + (A-G)^2 \cdot cos\alpha_2}{2|A-G| \cdot cos\alpha_2}; \qquad (2.18)$$

$$\alpha_3 = \alpha_2 - arctg\frac{P}{\sqrt{R_3^2 - P^2}}; \qquad (2.19)$$

где

$$G = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + R_2 \cdot (cos\alpha_1 - cos\alpha_2) + W \cdot tg\alpha_2;$$

$$P = \frac{W}{cos\alpha_2} - |A-G| \cdot sin\alpha_2;$$

$$W = H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_2 \cdot (sin\alpha_2 - sin\alpha_1).$$

Пятиинтервальный профиль 10 (рис. 2.12) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок увеличения зенитного угла, тангенциальный участок и участок уменьшения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 10 являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_2, R_4 α_1, α_2.

Величина зенитного угла α_4 ствола скважины на проектной глубине и длина тангенциального участка определяются по формулам:

$$\alpha_4 = \alpha_2 - arctg\frac{Q}{E}; \qquad (2.20)$$

$$L = C - Q; \qquad (2.21)$$

где

$$Q = \sqrt{2 \cdot R_4 \cdot |A-G| \cdot cos\alpha_2 - (A-G)^2 \cdot cos^2\alpha_2};$$

$$G = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + R_2 \cdot (cos\alpha_1 - cos\alpha_2) + W \cdot tg\alpha_2;$$

$$E = \sqrt{R_4^2 - Q^2}$$

$$C = \frac{W}{cos\alpha_2} - |A-G| \cdot sin\alpha_2;$$

$$W = H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_2 \cdot (sin\alpha_2 - sin\alpha_1).$$

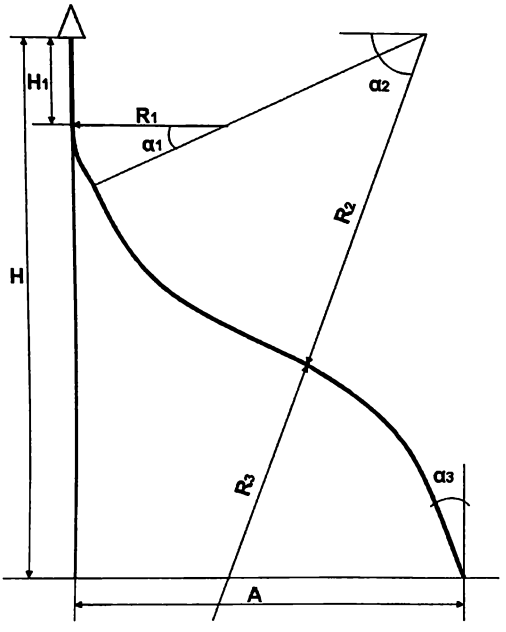


Рис. 2.11. Четырёхинтервальный S-образный профиль - 9

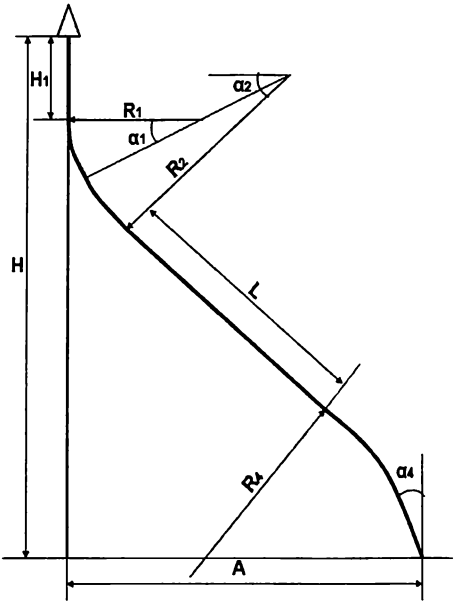


Рис. 2.12. Пятиинтервальный S-образный профиль - 10

2.1.2.3. J-образные виды профиля

Трёхинтервальный профиль 11 (рис. 2.13) включает вертикальный участок, участок начального искривления и участок увеличения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 11 являются параметры: H, A, H_1, R_1, α_1.

Величина радиуса R_2 кривизны третьего участка и зенитный угол α_2 ствола скважины на проектной глубине H определяются по формулам.

$$R_2 = \frac{C^2 + (A-B)^2 \cdot cos^2 \alpha_1}{2 \cdot |A-B| \cdot cos\alpha_1}; \qquad (2.22)$$

$$\alpha_2 = \alpha_1 + arctg\frac{C}{\sqrt{R_2^2 - C^2}}; \qquad (2.23)$$

где

$$C = \frac{H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1}{cos\alpha_1} + |A-B| \cdot sin\alpha_1;$$

$$B = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + (H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1) \cdot tg\alpha_1.$$

Четырёхинтервальный профиль 12 (рис. 2.14) включает вертикальный участок, участок начального искривления и два участка увеличения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 12 являются параметры: H_1, A, H_1, R_1, R_2, α_1, α_2.

Величина радиуса R_3 кривизны третьего участка и зенитный угол α_3 ствола скважины на проектной глубине H определяются из аналитических выражений.

$$R_3 = \frac{P^2 + (A-G)^2 \cdot \cos^2 \alpha_2}{2 \cdot |A-G| \cdot \cos \alpha_2}; \tag{2.24}$$

$$\alpha_3 = \alpha_2 + arctg \frac{P}{\sqrt{R_3^2 - P^2}}; \tag{2.25}$$

где

$$W = H - H_1 - R_1 \cdot \sin \alpha_1 - R_2 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1);$$

$$G = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1) + R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) + W \cdot tg \alpha_2;$$

$$P = \frac{W}{\cos \alpha_2} + |A-G| \cdot \sin \alpha_2 .$$

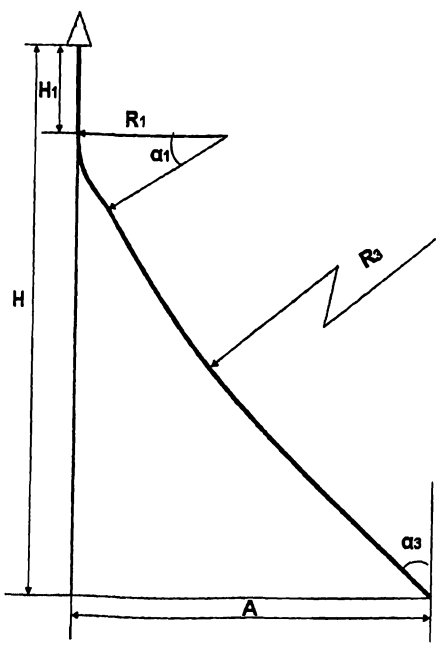


Рис. 2.13. Трёхинтервальный J-образный профиль – 11

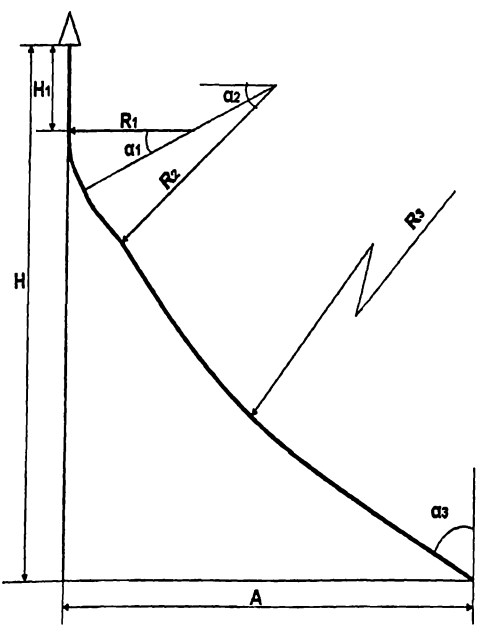


Рис. 2.14. Четырёхинтервальный J-образный профиль - 12

Четырёхинтервальный профиль 13 (рис. 2.15) включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок увеличения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 13 являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_3, α_1.

Длина L тангенциального участка и зенитный угол α_3 ствола скважины на проектной глубине H определяются по формулам:

$$L = C - Q; \tag{2.26}$$

$$\alpha_3 = \alpha_1 + arctg\frac{Q}{\sqrt{R_3^2 - Q^2}}; \tag{2.27}$$

где

$$C = \frac{H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1}{cos\alpha_1} + |A - B| \cdot sin\alpha_1;$$

$$B = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + (H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1) \cdot tg\alpha_1;$$

$$Q = \sqrt{2 \cdot R_3 \cdot |A - B| \cdot cos\alpha_1 - (A - B)^2 \cdot cos^2\alpha_1}$$

Пятиинтервальный профиль 14 (рис. 2.16) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок увеличения зенитного угла, тангенциальный участок и участок увеличения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля 14 являются параметры: H, A, H_1, R_1, R_2, R_4, α_1, α_2.

Длина L тангенциального участка и зенитный угол α_4 ствола скважины на проектной глубине H определяются из математических выражений.

$$L = C - Q; \tag{2.28}$$

$$\alpha_4 = \alpha_2 + arctg\frac{Q}{N}; \tag{2.29}$$

где

$$Q = \sqrt{2 \cdot R_4 \cdot |A - G| \cdot cos\alpha_2 - (A - G)^2 \cdot cos^2\alpha_2};$$

$$N = \sqrt{R_4^2 - Q^2}$$

$$G = R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) + R_2 \cdot (cos\alpha_1 - cos\alpha_2) + W \cdot tg\alpha_2;$$

$$W = H - H_1 - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_2 \cdot (sin\alpha_2 - sin\alpha_1);$$

$$C = \frac{W}{cos\alpha_2} + |A - G| \cdot sin\alpha_2.$$

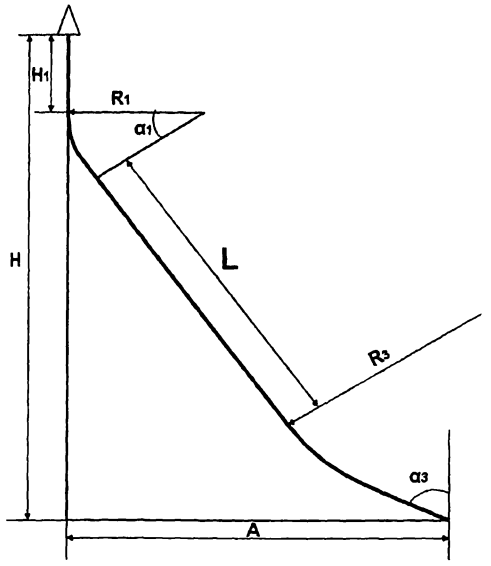


Рис. 2.15. Четырёхинтервальный J-образный профиль - 13

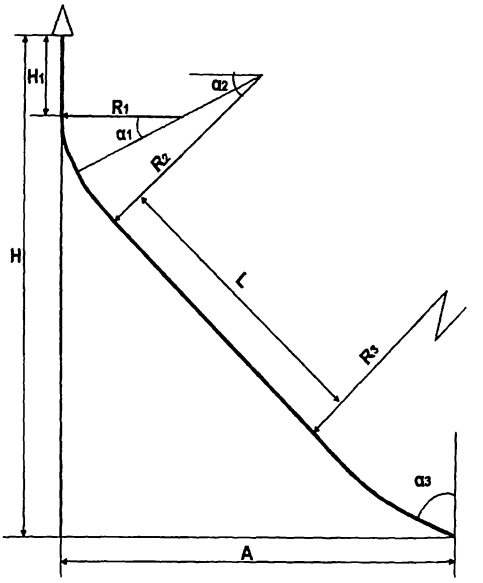


Рис. 2.16. Пятиинтервальный J-образный профиль – 14.

После расчета основных параметров проектного профиля можно определить вертикальную и горизонтальную проекцию, а также длину каждого участка профиля по формулам, приведенным в табл. 2.1.

2.1.3. Оптимизация профиля наклонной скважины

При подъеме бурильной колонны из наклонно направленной скважины нагрузка на крюке талевого блока может достигать значительных величин. Знание этой нагрузки необходимо для оценки возможности строительства конкретной скважины при выбранном наземном буровом оборудовании и бурильных трубах.

Нагрузка на крюке зависит от типа и диаметра применяемых бурильных труб, коэффициента трения, профиля скважины, поэтому её можно уменьшить за счет:

- использования бурильных труб из легкого сплава;
- антифрикционных добавок в промывочную жидкость;
- подъема бурильной колонны с вращением;
- использования проектного профиля с минимальными силами трения.

Сущность последнего способа заключается в выборе такого вида профиля или таких его геометрических параметров, если вид профиля уже определён, при которых силы трения при подъеме бурильной колонны минимальны. Такой профиль ствола скважины в рамках установленных границ поиска решения является оптимальным.

Параметры оптимального профиля должны удовлетворять следующим требованиям, связанными с условиями бурения и последующей эксплуатацией скважины:

- длина вертикального участка профиля должна находиться в заданном интервале глубин;

- интервал начального искривления скважины забойным двигателем-отклонителем не должен пересекаться с заданным интервалом расположения и работы внутрискважинного оборудования для добычи нефти, а зенитный угол в конце этого интервала не должен превышать заданного значения;

- зенитный угол на проектной глубине должен быть равен или меньше заданного максимального значения.

Алгоритм поиска профиля скважины с минимальными силами трения заключается в следующем.

Для различных видов проектного профиля рассчитываются возможные параметры, которые удовлетворяют приведенным выше ограничениям. Затем для всех полученных вариантов проектного профиля определяется нагрузка на крюке. Профиль, для которого величина этой нагрузки минимальна, является оптимальным.

Рассчитать величину сил сопротивления, возникающих при перемещении колонны труб в наклонно направленной скважине различного профиля можно с использованием математических зависимостей (табл. 2.2 и 2.3) полученных при следующих допущениях:

- колона труб не вращается;
- жёсткость труб на изгиб не учитывается;
- на колонну труб действуют только силы трения скольжения,
- профиль скважины состоит из дуг окружности и тангенциальных участков.

Вся колонна бурильных или обсадных труб разбивается на секции, отличающиеся друг от друга весом единицы длины, геометрией ствола скважины в котором они расположены, а также коэффициентом трения.

При расчете силы на крюке талевого блока при подъеме колонны труб сначала рассчитывается величина силы, которая должна быть приложена к верхнему концу нижней секции, поднимаемой колонны (табл. 2.2). Для каждой последующей секции колонны труб расчет производится с учетом растягивающей силы, которая приложена к предыдущей секции.

ТАБЛИЦА 2.2
НАГРУЗКА НА КРЮКЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ПОДЪЁМЕ КОЛОННЫ ТРУБ

Вид интервала	Математическая зависимость
Вертикальный участок	$P_K = P_H + g \cdot H$
Увеличение угла (колонна лежит на нижней стенке)	$P_K = P_H \cdot e^{\mu\cdot(\alpha_1-\alpha_2)} + g \cdot R \cdot \left[-e^{\mu(\alpha_1-\alpha_2)} \cdot sin\,\alpha_1 + sin\,\alpha_2\right]$
Увеличение угла (колонна прижата к верхней стенке)	$P_K = P_H \cdot e^{\mu\cdot(\alpha_2-\alpha_1)} + g \cdot R \cdot \left[-e^{\mu(\alpha_2-\alpha_1)} \cdot sin\,\alpha_1 + sin\,\alpha_2\right]$
Уменьшение угла	$P_K = P_H \cdot e^{\mu\cdot(\alpha_2-\alpha_1)} + g \cdot R \cdot \cdot\left[sin\,(\alpha_2 - 2\cdot\gamma) - e^{\mu(\alpha_2-\alpha_1)} \cdot sin\,(\alpha_1 - 2\cdot\gamma)\right]$
Наклонно-прямолинейный участок	$P_K = P_H + g \cdot L \cdot (cos\,\alpha + \mu \cdot sin\,\alpha)$

Примечание:
P_H – растягивающая сила, приложенная к нижнему концу секции колонны труб, кН; P_K – растягивающая сила, приложенная к верхнему концу секции колонны труб, кН; α_1, α_2 – зенитный угол внизу и вверху секции колонны труб соответственно, рад.;

$$\gamma = arctg\mu; \quad g = \rho\left(1 - \frac{\rho_р}{\rho_{ст}}\right);$$

где

μ – коэффициент трения;

g – вес 1 м секции колонны труб с учетом плотности бурового раствора, кН/м;

$\rho_р$ – плотность бурового раствора, кг/м^3;

$\rho_{ст}$ – плотность материала труб, кг/м^3;

q – вес 1 м колонны труб в воздухе, кН/м;

R – радиус кривизны участка профиля, в котором расположена секция колонны труб, м;

L – длина наклонно-прямолинейного участка профиля, м;

H – длина вертикального участка профиля, м.

ТАБЛИЦА 2.3

КОЭФФИЦИЕНТ ТРЕНИЯ ПОКОЯ «МЕТАЛЛ - ГОРНАЯ ПОРОДА»

Горная порода	Поверхность горной породы		
	Сухая	Смоченная водой	Покрыта глинистым раствором
Глина жирная	0.14 ÷ 0.18	0.08 ÷ 0.12	0.06 ÷ 0.09
Глина песчаная	0.25 ÷ 0.28	0.20 ÷ 0.26	0.18 ÷ 0.22
Глинистый сланец	0.20 ÷ 0.25	0.15 ÷ 0.20	0.11 ÷ 0.13
Мергель	0.20 ÷ 0.27	0.18 ÷ 0.25	0.20 ÷ 0.24
Известняк	0.35 ÷ 0.40	0.33 ÷ 0.38	0.31 ÷ 0.35
Доломит	0.38 ÷ 0.42	0.36 ÷ 0.40	0.34 ÷ 0.38
Ангидрит		0.39 ÷ 0.45	0.37 ÷ 0.40
Песчаник, зерна остроконечные	0.32 ÷ 0.42	0.27 ÷ 0.40	0.25 ÷ 0.35
Песчаник, зерна окатанные	0.22 ÷ 0.34	0.20 ÷ 0.30	0.17 ÷ 0.25
Песчаник крепкий	0.43 ÷ 0.48	0.43 ÷ 0.45	0.40 ÷ 0.43

Коэффициент трения "металл - металл" - 0.25.

По форме завершающего участка направляющей части различают три типа профиля наклонно направленной скважины: S-образный, тангенциальный и J-образный.

В зависимости от количества участков профиля с различной кривизной профили скважины внутри каждого типа разделяются на виды: трёхинтервальный, четырёхинтервальный и т. д.

В свою очередь, профили скважины каждого вида могут отличаться друг от друга геометрическими параметрами.

Поэтому поиск оптимального профиля скважины может производиться по всем заданным типам и видам или последовательно по трем уровням:

- среди трех указанных типов профиля;
- внутри каждого типа профиля;
- в пределах заданного диапазона изменения геометрических параметров профиля конкретного его вида.

При поиске оптимального профиля предпочтительнее алгоритм, в соответствии с которым сначала определяется тип, потом вид, а затем и геометрические параметры профиля скважины с минимальными силами трения.

На рис. 2.17 представлена гистограмма значений нагрузок на крюке при подъеме бурильной колонны диаметром 127 мм из скважины глубиной 4000 м и проектным смещением от вертикали 2000 м.

Нагрузка на крюке рассчитывалась для каждого вида профиля скважины, представленных на рис. 2.18.

Из рис. 2.17 следует, что максимальной силой трения обладает S-образный, а минимальной - J-образный тип профиля скважины, причем разница между максимальной (профиль 6) и минимальной (профиль 3) нагрузками на крюке составляет 270 кН, т. е. 28% от веса бурильной колонны.

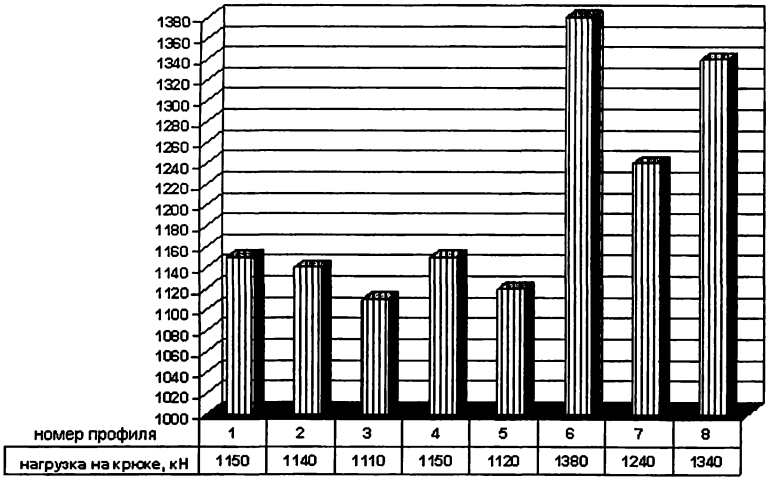


Рис. 2.17. Нагрузка на крюке при подъёме бурильной колонны

Зависимость нагрузки на крюке от вида профиля выражена не так сильно. Поэтому на втором уровне поиска оптимального профиля нагрузку на крюке, например, для J-образного профиля можно уменьшить уже только на 30 кН (разница между нагрузками на крюке для профиля 2 и 3), что составляет 5% от веса бурильной колонны.

В табл. 2.4 приведены значения нагрузки в кН на крюке от длины вертикального участка для наклонной скважины с указанными выше параметрами.

ТАБЛИЦА 2.4
НАГРУЗКА НА КРЮКЕ ПРИ ПОДЪЁМЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Вид профиля (рис. 2.18)	Длина вертикального участка, м			
	100	1000	1500	2000
Профиль 5	1123	1120	1118	1110
Профиль 6	1365	1362	1361	1345
Профиль 7	1233	1160	1152	1130

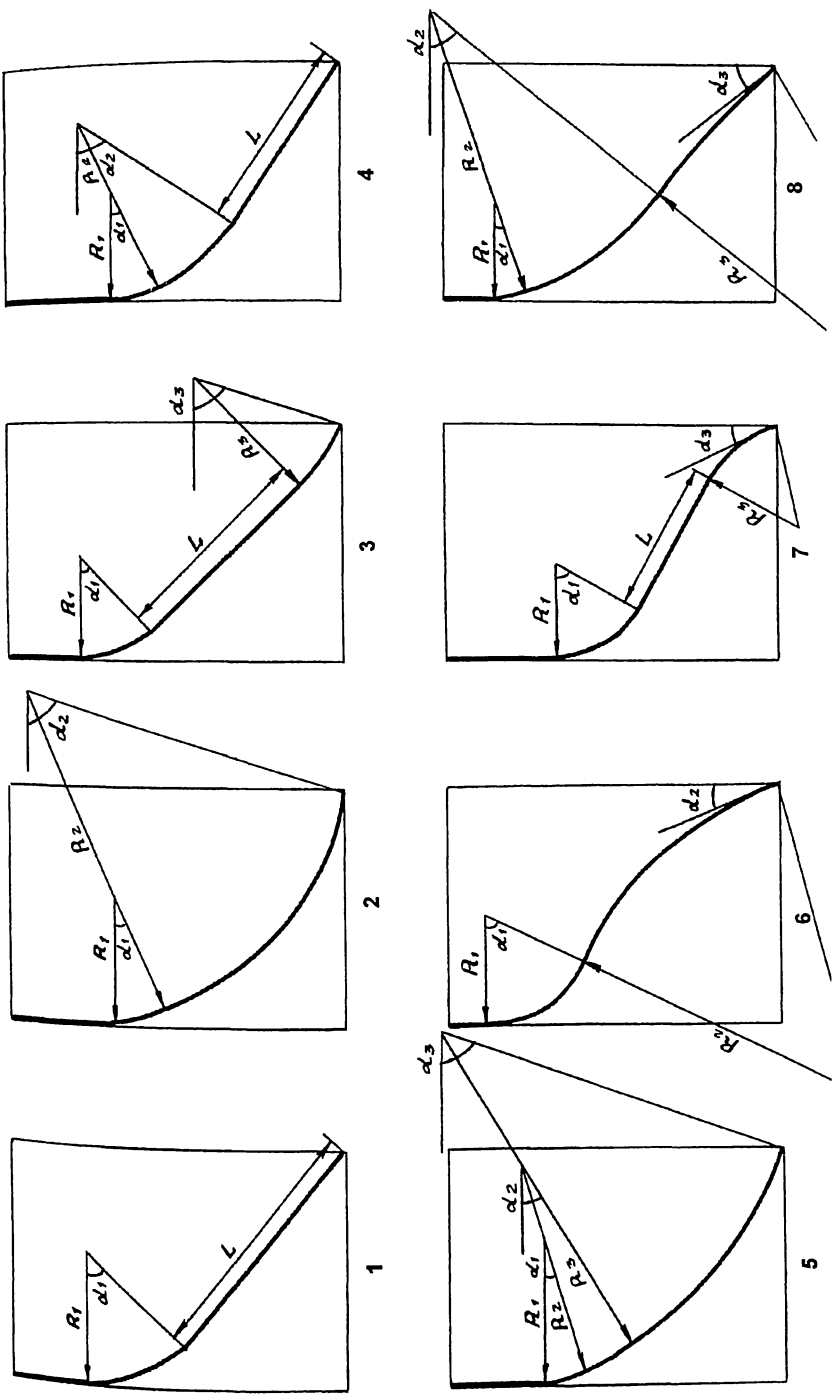


Рис. 2.18. Профили наклонно направленных скважин

Из табл. 2.4 следует, что нагрузка на крюке для конкретного вида профиля очень мало зависит от его геометрических параметров.

Таким образом, при поиске оптимального профиля достаточно выбрать вид профиля скважины с минимальными силами трения. Что же касается конкретных параметров выбранного вида профиля, то их целесообразно определять с учетом не силы трения, а других факторов, определяющих успешное проведение спускоподъемных операций, например, процесса образования в стенке скважины желобных выработок.

2.1.4. Профиль наклонных скважин с участком естественного уменьшения зенитного угла

Бурение интервала естественного искривления обычно осуществляют КНБК без опорно-центрирующих элементов. При этом участок уменьшения зенитного угла S - образного профиля может быть выполнен в виде некоторой кривой линии, отражающей установленную закономерность уменьшения зенитного угла с увеличением глубины скважины. Закономерность уменьшения зенитного угла может быть задана в виде некоторой функции или в виде таблицы значений зенитного угла и интервалов бурения.

Известные плоскостные математические модели траектории участка естественного искривления, в соответствии с которыми ствол скважины в процессе бурения КНБК без опорно-центрирующих элементов асимптотически приближается к вертикали при уменьшающейся интенсивности искривления. Предполагается, что интенсивность уменьшения зенитного угла пропорциональна, так называемому «эффекту маятника» [114]:

$$I = E \cdot sin\alpha\,, \tag{2.30}$$

где
E – коэффициент пропорциональности (параметр характеризующий геолого-технологические и технические условия бурения);
α – текущий угол ствола скважины, град.

Например, в Западной Сибири, являющейся крупнейшим нефтегазодобывающим районом России, установлена закономерность уменьшения зенитного угла с глубиной, которая может быть выражена в виде формулы [22, 28]:

$$\alpha_2 = e^{\frac{mL}{100}} \cdot \left(\alpha_1 + \frac{n}{m}\right) - \frac{n}{m}\,, \tag{2.31}$$

где
m, n - коэффициенты, зависящие от типа долота;
L – длина интервала, м;
α_1, α_2 - зенитный угол в начале и в конце интервала соответственно, град.

Для долот с вооружением из твердосплавных зубков m=0.062, n=0.9, а для долот с фрезерованными зубками m=0.07, n=0.38.

Для аппроксимации закономерности естественного уменьшения зенитного угла с глубиной используется параболическая функция [21]:

$$Z = a \cdot X^b, \tag{2.32}$$

где a, b - эмпирические коэффициенты.

Независимо от геометрии участка естественного уменьшения зенитного угла расчет проектного профиля скважины сводится к сопряжению этого участка с тангенциальным участком или участком увеличения зенитного угла.

Закономерность естественного искривления может быть задана в виде ряда значений зенитных углов скважины и соответствующих им интервалов бурения. В этом случае для расчета профиля такой скважины может быть использован один из известных методов расчета координат ствола скважины, например, метод сопряженных дуг [35].

Расчет профиля скважины, включающего тангенциальный участок и сопряженный с ним участок естественного искривления, производится следующим образом (рис. 2.19).

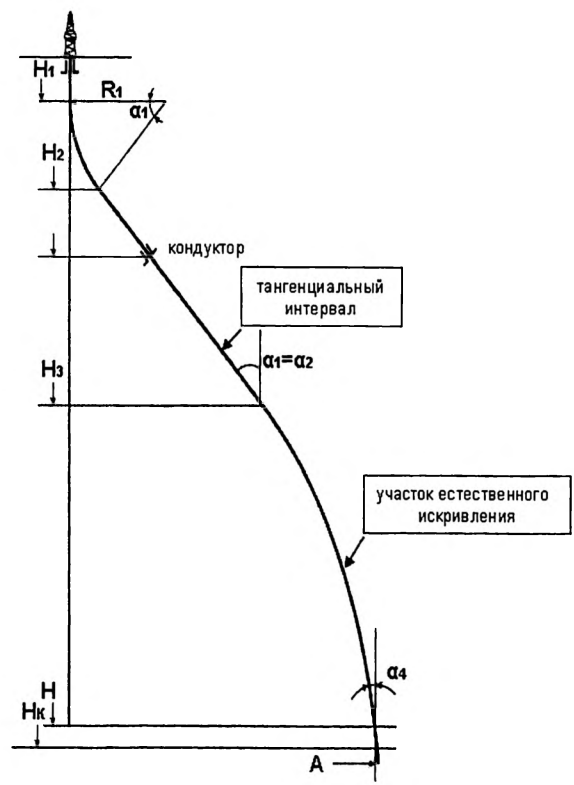


Рис. 2.19. Профиль с участком естественного искривления

Зенитный угол ствола скважины на участке естественного искривления уменьшается с глубиной. Начиная с некоторого значения начального зенитного угла α_X, в конце тангенциального участка определяется смещение (V) ствола скважины на проектной глубине, считая, что тангенциальный участок заканчивается на глубине применения

маятниковой КНБК. При этом α_X должно быть равно одному из заданных значений угла участка естественного искривления. Если полученная величина смещения (V) забоя скважины на проектной глубине больше проектного смещения (A), то α_X уменьшается на некоторую достаточно малую величину Δ и расчет повторяется до тех пор, пока величина смещения V не будет меньше проектного смещения А ствола скважины.

Увеличивая длину тангенциального участка на величину:

$$\frac{A-V}{sin\alpha_x},$$

получаем первое приближенное решение. Для получения точного решения угол α_X увеличивается на $\Delta_1 = \Delta/2$. Если после этого V будет больше A, то α_X уменьшается на $\Delta_2=\Delta_1/2$, а если меньше, то увеличивается на Δ_2. Такая последовательность вычислений повторяется до тех пор, пока Δ_n не станет достаточно мало.

2.1.5. Энергосберегающий профиль наклонной скважины

В процессе бурения и эксплуатации наклонно направленных скважин возникает ряд проблем, непосредственно связанных с профилем:

- повышение нагрузки на буровое оборудование при подъеме бурильной колонны из скважины;
- доведение осевой нагрузки на долото при вскрытии продуктивного горизонта под большим зенитным углом;
- осложнения при спуске жёстких обсадных колонн;
- значительное повышение вращающего момента при роторном бурении;
- сохранность обсадных колонн при эксплуатации скважин штанговыми насосами.

Указанные проблемы связаны, прежде всего, с повышенными силами трения, которые возникают в результате существенных отклонений профиля ствола наклонно направленной скважины от естественной формы свободно подвешенной колонны труб со смещенным нижним концом.

Таким образом, принципиальное решение указанных проблем возможно при максимальном приближении профиля ствола наклонной скважины к форме свободно подвешенной на разновысоких опорах колонны труб, т. е. кривой, вид которой близок к цепной линии.

Цепная линия это плоская кривая, форму которой принимает гибкая, однородная и нерастяжимая нить, концы которой закреплены в двух точках. Примерно такую форму принимает цепь или провод, провисающие под действием силы тяжести:

$$y = a \cdot ch\,(x),$$

где
ch – гиперболический косинус;
a – координата.

Из-за наличия вертикального участка и необходимости в участке начального искривления профиль наклонно направленной скважины, полностью совпадающий с цепной линией, реализовать нельзя.

Поэтому рассмотрим профиль, включающий следующие участки:

вертикальный участок, длина которого определяется исходя из конструкции скважины и конкретных геолого-технологических условий;

- интервал начального искривления;
- наклонный участок, геометрия которого близка к цепной линии.

Такой профиль называется энергетически рациональным профилем. Наклонная часть энергетически рационального профиля скважины совпадает с осью подвешенной на разновысоких опорах колонны труб.

При перемещении колонны труб на ее нижний конец действует осевая сила, равная силе трения между компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) и стенкой ствола скважины.

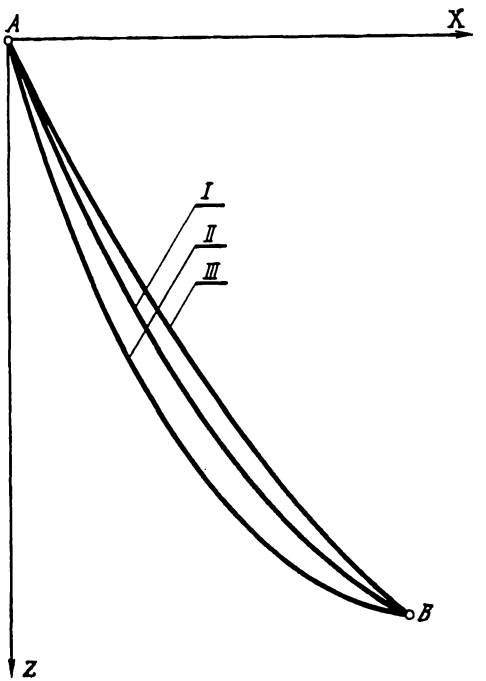


Рис. 2.20. Основные формы (II, III) энергетически рационального профиля наклонно направленной скважины и цепной линии (I).

Направление этой силы зависит от направления движения колонны труб. При подъеме колонны труб на ее нижнем конце возникает растягивающая сила, а при спуске сжимающая сила. Растягивающая сила уменьшает среднюю кривизну оси колонны труб, а сжимающая - увеличивает. Соответственно, геометрия наклонной части профиля должна меняться в сторону увеличения или уменьшения его кривизны, но в любом случае конфигурация этой части профиля незначительно отличается от "цепной линии".

На рис. 2.20 приведены в совмещенном виде основные формы наклонной части энергетически рационального профиля скважины для решения различных технологических задач.

Точка А соответствует нижней точке участка начального искривления скважины, точка В - точке вскрытия продуктивного пласта.

Кривая I на рис. 2.20. является идеальной "цепной линией". Кривая II представляет собой форму наклонной части энергетически рационального профиля, предназначенного для решения задач, связанных с доведением нагрузки на долото. Кривая III - предпочтительна для снижения сил сопротивления при подъеме колонны труб из скважины, а также для предупреждения желобообразования в открытом стволе скважины и протирания обсадной колонны.

На рис. 2.21 представлены указанные виды энергетически рационального профиля скважины отдельно.

Основными характеристиками энергетически рационального профиля скважины являются зенитный угол (α) в конце участка начального искривления (начальный угол)

и конечный зенитный угол (χ). При сопоставлении начальных углов для трех основных видов энергетически рационального профиля скважины очевидно, что:

$$\alpha_2 < \alpha_1 < \alpha_3;$$

также очевидно, что

$$\chi_3 < \chi_1 < \chi_2.$$

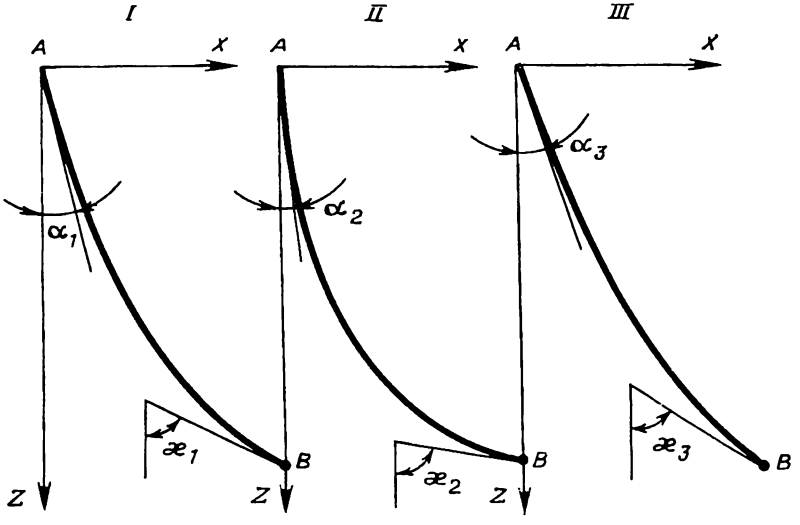


Рис. 2.21. Расчётная схема энергетически рационального профиля

Разница между конечным и начальным углом (χ - α) есть суммарный угол охвата (γ). Сопоставление углов охвата показывает:

$$\gamma_2 > \gamma_1 > \gamma_3.$$

Так как длина наклонных интервалов трёх видов профиля незначительно отличается одна от другой, то очевидно, что:

$$I_2 > I_1 > I_3,$$

где I_1, I_2, I_3 - средняя интенсивность, соответственно для I, II и III вида энергетически рационального профиля скважины.

Следует отметить, что средняя интенсивность недостаточно полно характеризует энергетически рациональный профиль скважины, поскольку при переходе от III к I виду профиля характерен рост интенсивности именно в нижней части интервала, тогда как в верхней части интервала интенсивность меняется незначительно.

У наклонно направленных скважин, предназначенных для вскрытия продуктивного горизонта с большим зенитным углом, основными проблемами являются доведение нагрузки на долото, снижение вращающего момента на роторе и уменьшение нагрузки на буровое оборудование при подъеме колонны труб из скважины. Для глубоких наклонных скважин с низким динамическим уровнем, эксплуатируемых штанговыми насосами, приходится решать задачу уменьшения контактного давления штанг глубинного насоса на эксплуатационную обсадную колонну и одновременно учитывать проблемы спуска в скважину обсадных колонн. Поэтому для таких скважин предпочтительнее при проектировании и последующей реализации энергетически рациональный профиль скважины вида II. (см. рис. 2.21).

Величина начального зенитного угла (α) при прочих равных условиях для профиля вида II и III отличается от аналогичного параметра для профиля вида I не более чем на 20% , а величина конечного зенитного угла (χ), соответственно, не более чем на 30%.

Алгоритм расчета энергетически рационального профиля ствола скважины состоит из двух этапов:

- расчет идеального профиля, геометрия которого близка к цепной линии;
- разбиение этого профиля на интервалы и аппроксимация профиля на каждом таком интервале дугой окружности.

Рассмотрим подробнее каждый этап.

1. Форма оси колонны бурильных труб, подвешенной на разновысоких опорах, описывается цепной линией за исключением конечных участков, которыми ввиду их малости по сравнению с длиной колонны труб можно пренебречь.

Таким образом, на данном этапе задача сводится к определению параметров цепной линии, проходящей через точки А и В с координатами (Z_A, X_A) и (Z_B, X_B) соответственно:

$$-(X-B)=a\cdot ch\left(\frac{Z-A}{a}\right). \tag{2.33}$$

В точке А угол наклона касательной к оси X должен быть равен α. Здесь α – угол в конце участка начального искривления.

Для решения задачи надо использовать систему трех уравнений с тремя неизвестными:

$$X_A=-a\cdot ch\left(\frac{Z_A-A}{a}\right)+B; \tag{2.34}$$

$$X_B=-a\cdot ch\left(\frac{Z_B-A}{a}\right)+B; \tag{2.35}$$

$$ch\left(\frac{Z_A-A}{a}\right)=ctg\alpha. \tag{2.36}$$

Система уравнений (2.34, 2.35, 2.36) сводится к уравнению:

$$C_1+C_2\cdot A_M\left[1-0.5\left(C_3\cdot e^{\frac{1}{A_M}}+C_4\cdot e^{-\frac{1}{A_M}}\right)\right]=0, \tag{2.37}$$

где $A_M = \frac{a}{Z_B - Z_A}$; $C_1 = \frac{X_A - X_B}{Z_B - Z_A}$; $C_2 = \frac{1}{sin\alpha}$; $C_3 = 1 - cos\alpha$; $C_4 = 1 + cos\alpha$.

Поиск корня по A_M в интервале $\left(\frac{1}{ln(-2C_4)}; 1000\right)$ производится методом деления отрезка пополам.

После нахождения A_M определяется:

$$a = A_M \cdot (Z_B - Z_A); \tag{2.38}$$

$$A = Z_A + a \cdot ln\left(\frac{1 + cos\alpha}{sin\alpha}\right); \tag{2.39}$$

$$B = X_A + \frac{a}{sin\alpha}. \tag{2.40}$$

Проведение цепной линии по двум точкам и углу в конце участка начального искривления не всегда возможно. Поэтому сначала определяется допустимый интервал значений α. При этом угол α не может превышать величины угла χ на проектной глубине:

$$\chi = arctg\frac{Z_B - Z_A}{X_B - X_A}. \tag{2.41}$$

Кроме того, искомая цепная линия не должна провисать ниже глубины X_B, т. е. угол α не может быть меньше величины угла υ определяемого из соотношений:

$$\upsilon = -arctg\frac{1}{ch\frac{Z_A - Z_B}{a_1}}; \tag{2.42}$$

$$X_A = -a_1 \cdot ch\frac{Z_A - Z_B}{a_1} + X_B + a_1. \tag{2.43}$$

Если задаваемый угол α не попадает в интервал (υ, χ), то его величина корректируется.

Длина D_L цепной линии от точки A выражается формулой:

$$D_L = a \cdot 0.5\left(C_C - \frac{1}{C_C}\right) + 0.5 \cdot a \cdot ch\left(\frac{Z - a}{a}\right), \tag{2.44}$$

где

$$C_C = \frac{1 + cos\alpha}{sin\alpha}.$$

Поскольку интервалы разбиения профиля до начала бурения могут быть заданы приблизительно, то все расчеты этого этапа проводятся для трех возможных случаев.

1. Основного разбиения, соответствующего задаваемым интервалам долблений.

2. Разбиения, каждый интервал которого на 20% меньше аналогичного интервала основного разбиения.

3. Разбиения, каждый интервал которого на 20% больше аналогичного интервала основного разбиения.

Каждый отдельный интервал аппроксимируется дугой окружности следующим образом.

Верхняя и нижняя точки дуги окружности должны совпадать с соответствующими точками аппроксимируемого участка профиля, а также иметь общую касательную в верхней точке.

Принятое разбиение профиля на участки соответствует существующей точности измерений параметров ствола скважины, если расхождение между углами наклона касательной к дуге окружности и аппроксимируемого участка профиля в нижней точке не превышает 1°. В противном случае желательно уменьшение длины интервала долбления.

Параметры (Z_0, X_0, R) аппроксимирующей окружности определяются из системы уравнений.

$$(Z_1 - Z_0)^2 + (X_1 - X_0)^2 = R^2; \tag{2.45}$$

$$(Z_2 - Z_0)^2 + (X_2 - X_0)^2 = R^2; \tag{2.46}$$

$$tg\alpha = \frac{X_1 - X_0}{Z_1 - Z_0}. \tag{2.47}$$

Решение системы:

$$X_0 = \frac{0.5 \cdot tg\alpha \left(\frac{X_2^2 - X_1^2}{Z_2 - Z_1} + (Z_2 - Z_1) \right) - X_1}{\left(\frac{X_2 - X_1}{Z_2 - Z_1} \right) \cdot tg\alpha - 1}; \tag{2.48}$$

$$Z_0 = \frac{Z_2^2 + X_2^2 - Z_1^2 - X_1^2}{2 \cdot (Z_2 - Z_1)} - X_0 \cdot \frac{X_2 - X_1}{Z_2 - Z_1}; \tag{2.49}$$

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{\cos\alpha}. \tag{2.50}$$

Величина угла наклона касательной в точке с координатами (Z_2, X_2) равна:

$$\chi = arcsin \frac{X_2 - X_0}{R}. \tag{2.51}$$

2.1.6. Особенности проектирования наклонно направленных скважин с большим смещением забоя от вертикали и субгоризонтальных скважин

Профиль наклонно направленных и горизонтальных скважины характеризуется коэффициентом (K_o) отклонения:

$$K_o = A/H,$$

где
H – проектная глубина скважины, м;
A - проектное смещение ствола скважины на проектной глубине, м.

При обычной технологической схеме бурения нефтяных и газовых скважин создание нагрузки на долото для эффективного разрушения забоя скважины и спуск бурильной колонны в наклонном стволе обусловлено действием осевой составляющей собственного веса колонны. По мере роста коэффициента отклонения увеличивается зенитный угол ствола скважины при одновременном увеличении сил трения и уменьшении осевой составляющей собственного веса бурильной колонны. Рассмотрим процесс нагружения элемента бурильной колонны под действием собственного веса в наклонном прямолинейном стволе скважины (рис. 2.22) [42].

Поперечная составляющая веса элемента бурильной колонны равна (рис. 2.22):

$$Q_п = Q \cdot sin\alpha, \qquad (2.52)$$

где α - зенитный угол ствола скважины, град.;
Q – вес элемента бурильной колонны, кН;
$Q_п$ – поперечная составляющая веса элемента бурильной колонны, кН.

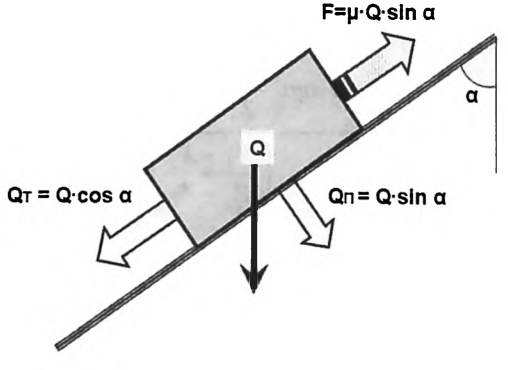


Рис. 2.22. Схема сил, действующих на элемент бурильной колонны в скважине

Сила F сопротивления движению бурильной колонны зависит от коэффициента (μ) трения и определяется из выражения:

$$F = Q \cdot \mu \cdot sin\alpha. \qquad (2.53)$$

Тангенциальная сила Q_T, под действием которой бурильная колонна перемещается в скважин равна:

$$Q_T = Q \cdot \cos\alpha \,. \tag{2.54}$$

Возможность движения колонны сохраняется до тех пор, пока величина $Q_T > F$.

Для выполнения условия равновесия к верхнему концу колонны необходимо приложить осевую силу P.

Таким образом, условия равновесия сил, действующих на элемент бурильной колонны вдоль оси скважины можно записать следующим образом:

$$P + \mu \cdot Q \cdot \sin\alpha = Q \cdot \cos\alpha \,. \tag{2.55}$$

Осевая сила P определяется из выражения:

$$P = Q \cdot (\cos\alpha - \mu \cdot \sin\alpha). \tag{2.56}$$

Тенденция к движению бурильной колонны сохраняется до тех пор, пока, величина $P > 0$, и характеризуется величиной ($\cos\alpha - \mu \cdot \sin\alpha$), определяющей часть собственного веса бурильной колонны, реализуемого на её перемещение.

Для практических целей указанная составляющая представляется в процентах от собственного веса бурильной колонны для различных зенитных углов и коэффициентов трения. Результаты расчетов приведены в табл. 2.5.

Из табл. 2.5 следует, что, если бурильная колонна расположена в наклонном прямолинейном стволе скважины с зенитным углом 20° при коэффициенте трения 0.4, то 80% собственного веса колонны может быть реализовано на её продвижение в стволе скважины и создание нагрузки на долото. Движение колонны прекратится, если зенитный угол для указанных условий составит 70°.

Таким образом, условие P=0 соответствует максимальному зенитному углу, обеспечивающему максимальное отклонение проектного забоя от вертикали для данной глуби-

ТАБЛИЦА 2.5

НАГРУЗКА НА КРЮКЕ ТАЛЕВОГО БЛОКА В ПРОЦЕНТАХ ОТ СОБСТВЕННОГО ВЕСА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Зенитный угол, град.	Коэффициент трения, μ								
	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70
10	98	97	96	95	93	92	90	88	86
20	92	91	89	87	84	80	77	73	70
30	84	83	79	77	72	67	62	57	52
40	73	70	67	64	57	51	49	38	32
50	60	57	53	49	41	34	26	18	11
60	46	41	37	33	24	15	7		
70	30	25	20	15	6				
80	12	8	3						

ны скважины и коэффициента трения, и является границей предельных отклонений для указанных условий при обычной технологической схеме бурения наклонно направленных скважин.

Дальнейшее перемещение бурильной колонны возможно только за счет приложения внешней сжимающей (проталкивающей) силы, т.е. трансформации обычной технологической схемы бурения в схему соответствующую условиям бурения горизонтальных скважин. Следовательно, указанные условия одновременно являются нижней границей бурения субгоризонтальных скважин.

Приведенный пример дает качественное представление о разграничении областей бурения наклонно направленных скважин с большим смещением проектного забоя от вертикали и субгоризонтальных скважин без связи с конкретным типом профиля и соответствующим ему коэффициентом отклонения от вертикали, ограничен только условиями наклонного прямолинейного участка профиля и не позволяет оценить профиль с точки зрения его реализации по указанным схемам нагружения бурильной колонны.

Для бурения скважин с большим смещением от вертикали и субгоризонтальных скважин используются тангенциальные и J-образные виды проектного профиля наклонно направленных скважин. В практике бурения указанных скважин наибольшее применение нашли тангенциальные виды проектного профиля.

В соответствии с методикой, изложенной в данной книге, можно рассчитать проектный профиль скважины, а также провести расчет перемещения бурильной колонны под собственным весом для профиля с различными параметрами и определить для данного условия максимальную длину наклонного прямолинейного участка.

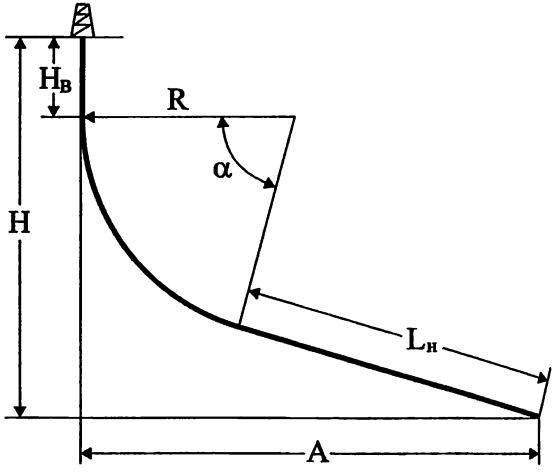


Рис. 2.23. Расчетная схема трёхинтервального тангенциального профиля.

На рис. 2.23 представлена расчетная схема трёхинтервального тангенциального профиля.

Для расчёта принят трёхинтервальный профиль с наклонно прямолинейным участком произвольного зенитного угла [120].

Расчет сил трения, действующих на бурильную колонну, ведётся сверху вниз с учётом веса колонны труб и коэффициента μ трения. Сжимающая сила, приложенная к нижнему концу рассматриваемого интервала за счёт веса колонны труб, запишется в виде:

- для вертикального участка:

$$P_в = g \cdot H_в, \tag{2.57}$$

где g – вес колонны труб с учётом плотности бурового раствора, кН/м;

- для участка увеличения зенитного угла:

$$P_R = P_B \cdot e^{-\mu\cdot\alpha} + g \cdot R \cdot [sin(\alpha + 2\gamma) - sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu\cdot\alpha}], \qquad (2.58)$$

где μ – коэффициент трения;
α – угол охвата (в данном случае угол охвата равен зенитному углу в конце участка увеличения зенитного угла), рад,
R – радиус кривизны участка ствола скважины, м;

$$\gamma = arctg(\mu);$$

- для наклонного участка:

$$P_H = P_R + g \cdot L_H \cdot (cos\alpha - \mu \cdot sin\alpha). \qquad (2.59)$$

Когда колонна труб больше не способна двигаться под собственным весом, она находится в равновесии, т.е.

$$P_R + g \cdot L_H \cdot (cos\alpha - \mu \cdot sin\alpha) = 0. \qquad (2.60)$$

В уравнении (2.60) P_R – это сжимающая сила, в верхнем сечении наклонного интервала, создаваемая расположенной выше частью колонны труб. Из уравнения (2.60) выразим максимальную длину наклонного интервала, в которую может спуститься колонна под собственным весом.

$$L_H = \frac{H_B \cdot e^{-\mu\cdot\alpha} + R \cdot [sin(\alpha + 2\gamma) - sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu\cdot\alpha}]}{\mu \cdot sin\alpha - cos\alpha}; \qquad (2.61)$$

где $\alpha > arcctg\ \mu$.

Если проектная длина наклонно прямолинейного участка профиля больше значения L_H, вычисленной по формуле (2.61), то такая скважина относится к классу субгоризонтальных.

Если проектная длина наклонно прямолинейного участка равна L_H, то проектный профиль находится на границе областей бурения наклонных скважин с большим смещением и субгоризонтальных скважин.

При проектной длине наклонно прямолинейного участка меньше значения L_H проектный профиль может быть реализован по обычной схеме бурения наклонных скважин.

Успешность бурения наклонно направленных скважин с большим смещением от вертикали и субгоризонтальных скважин определяется технико-технологическими мероприятиями, обеспечивающими максимально возможное снижение сил сопротивления при движении бурильной колонны в стволе скважины, уменьшение коэффициента трения, совершенную очистку ствола в процессе бурения, а также высокое качество формируемого ствола.

На рис. 2.24. представлена схема движения бурильной колонны при её вращении в наклонном прямолинейном стволе скважины, на которой показаны составляющие вектора скорости в точке на поверхности бурильной трубы:

V_C составляющая вектора скорости, обусловленная вращением колонны;

V_a составляющая вектора скорости, обусловленная перемещением бурильной колонны;

- V_r - результирующий вектор скорости.

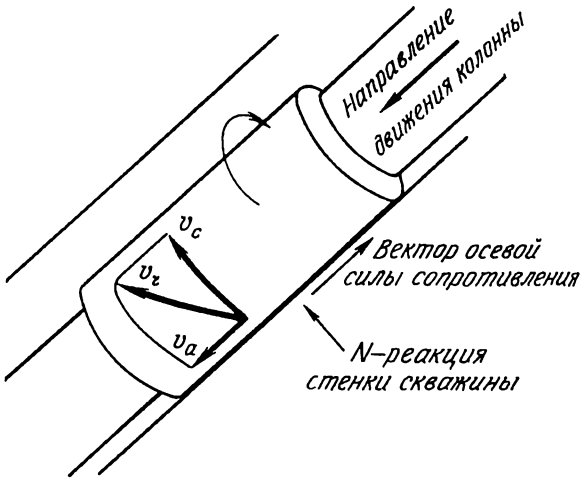


Рис. 2.24. Схема движения бурильной колонны с вращением

Так как компоненты касательных и осевых сопротивлений прямо пропорциональны скоростным компонентам, то общая величина силы сопротивления, направленная противоположно вектору V_r, может изменяться в зависимости от скорости вращения бурильной колонны. Поэтому, для снижения осевой силы сопротивления при движении бурильной колонны в стволе скважины целесообразно обеспечить её вращение с максимально возможной скоростью, что также способствует предупреждению шламонакопления в стволе скважины при больших зенитных углах.

Как следует из выражения (2.55), осевые силы сопротивления при движении бурильной колонны определяются величиной ($\mu\, Q \cdot \sin\alpha$).

Важнейшим условием обеспечения процесса бурения скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя является возможность постоянного вращения бурильной колонны (обсадных колонн) при их спуске. В связи с этим, буровая установка должна быть обязательно укомплектована верхним силовым приводом.

Реализация нагрузки на забой путем передачи собственного веса бурильной колонны на долото при больших зенитных углах ствола скважины ограничивается величиной сил сопротивления движению бурильной колонны в стволе скважины, зависящих от зенитного угла скважины, и коэффициента трения. Поэтому, важнейшей составляющей успешной проводки скважин с большим смещением от вертикали и субгоризонтальных скважин является использование систем промывочной жидкости наиболее полно удовлетворяющих геолого-технологическим условиям бурения и дающих возможность максимально снизить коэффициент трения. Так, например, при бурении скважин с буровыми растворами на водной основе с антифрикционными добавками удается уменьшить коэффициент трения в открытом стволе до 0.3. При этом, как видно из табл. 2.5, создание нагрузки на долото за счёт собственного веса бурильной колонны ограничено зенитным углом 65°.

Если в качестве промывочной жидкости использовать буровые растворы на углеводородной основе с антифрикционными добавками, то можно снизить коэффициент трения до 0.10÷0.15, что позволяет существенно расширить области бурения как сква-

жин с большим смещением от вертикали, так и субгоризонтальных скважин.

При зенитных углах больше 65÷75° возможность создания нагрузки на долото за счет собственного веса бурильной колонны, расположенной в наклонном стволе скважины, практически исчерпывается (табл. 2.5).

По этой причине, при бурении субгоризонтальных и горизонтальных скважин для создания эффективной нагрузки на долото УБТ располагают в вертикальной части профиля ствола скважины и в интервалах малых зенитных углов, в то время как нижняя часть бурильной колонны, расположенная в стволе скважины с зенитными углами 60÷90°, комплектуется из прочных стальных бурильных труб. Конструкция бурильной колоны, при этом, должна исключать возможность возникновения спирального изгиба труб в процессе её нагружения.

Технологическая схема бурения субгоризонтальных скважин должна также предусматривать применение следующих специальных технических средств:

- эксцентричных замковых соединений бурильных труб для предупреждения накопления шлама и обеспечения эффективной очистки ствола скважины при вращении бурильной колонны;
- наддолотных нагружающих устройств для создания нагрузки на долото при бурении протяженного наклонно прямолинейного участка профиля;
- генераторов (осцилляторов) продольных и поперечных вибраций.

При бурении скважин с большим отклонением от вертикали и субгоризонтальных скважин обязательно применение навигационно-технологических телесистем, с датчиками расположенными непосредственно над долотом, которые обеспечивают оперативное управление проводкой ствола скважины и режимом работы долота в реальном времени.

2.2. Профили горизонтальных скважин

2.2.1. Выбор и проектирование профиля горизонтальной скважины

2.2.1.1. Виды профиля горизонтальной скважины

Профиль горизонтальной скважины состоит из направляющей и эксплуатационной частей. Эксплуатационная часть профиля расположена в продуктивном пласте и называется горизонтальным участком. Наличие такого участка является принципиальным отличием горизонтальной скважины от наклонной скважины, которое определяет методику проектирования и технологию проводки горизонтальных скважин.

При проектировании горизонтальных скважин используется только J-образный вид профиля. По величине радиуса кривизны направляющей части различают три вида профиля горизонтальной скважины – с большим, средним и малым радиусами кривизны (рис. 2.25).

С большим (более 190 м) радиусом кривизны проектируют скважины, которые имеют значительное проектное смещение и длину горизонтального участка (600...1500 м и более). При строительстве таких скважин используется технология и техника наклонно направленного бурения, позволяющая получать максимальную интенсивность искривления в диапазоне 0.7...2.5 град на 10 м проходки.

Достоинства профиля с большим радиусом кривизны:

проводка скважины осуществляется с использованием обычных технических

средств и технологии наклонного бурения;

- достигается максимальная длина горизонтального участка профиля;
- можно использовать различные технологии бурения, в том числе роторный способ;
- возможность применения обычных обсадных и бурильных труб;
- нет жёстких ограничений на выбор схемы заканчивания скважины;
- удовлетворяет всем требованиям технологии геофизических исследований и отбора керна.

Недостатки:

- значительная протяжённость открытых участков ствола, а, следовательно, выше риски осложнений;
- большая длина ствола скважины приводит к увеличению времени бурения и стоимости скважины.

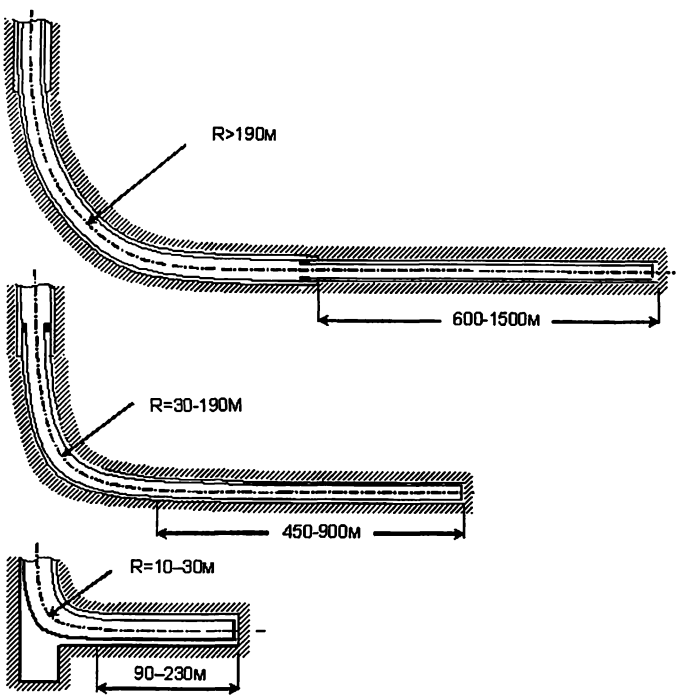


Рис. 2.25. Схемы горизонтальных скважин с большим (> 190 м), средним (30–190 м) и малым (10–30 м) радиусами кривизны.

Профиль со средним радиусом кривизны применяют при строительстве новых скважин, а также боковых стволов. Проектирование профиля скважины осуществляют по радиусу 60…190 м, что соответствует интенсивности увеличения зенитного угла от 10°/10м до 3°/10м при максимальной длине горизонтального участка 450…900 м.

Достоинства скважин со средним радиусом кривизны:

- уменьшение длины открытого ствола;
- возможность проводить каротаж и отбор керна с применением стандартных устройств;

- более высокая точность проводки скважины.

Недостатки:

- необходимость использования некоторых видов специального бурового инструмента;
- требуются специальные забойные двигатели;
- значительные циклические нагрузки на бурильную колонну приводят к необходимости использования бурильных труб повышенной прочности;
- высокая интенсивность искривления ствола скважины ограничивают возможность выбора схемы заканчивания скважины.

Горизонтальные скважины с малым радиусом кривизны применяют при строительстве скважин на месторождениях с низким пластовым давлением, находящихся на поздней стадии эксплуатации, а также для бурения боковых стволов.

Профиль скважины с малым радиусом кривизны позволяет установить насосное оборудование в вертикальной части скважины, обеспечить наибольшую точность попадания ее ствола в заданную область продуктивного пласта, а также производить бурение направляющей части профиля в межпластовых интервалах геологического разреза. При этом радиус кривизны ствола скважины составляет 10...30 м. (интенсивность увеличения зенитного угла 11...25°/10 м) при длине горизонтального участка от 90 м до 250 м.

Для бурения скважин по малому радиусу в компоновку низа бурильной колонны включают гибкие трубы и укороченный забойный двигатель.

Достоинства скважин с малым радиусом кривизны:

- минимальный интервал направленного бурения;
- высокая точность вскрытия пласта горизонтальным стволом;
- минимальная длина ствола.

Недостатки:

- необходимо специальное буровое оборудование и инструмент;
- ограничение по длине горизонтального интервала;
- проблемы, связанные с управлением азимутом, особенно при роторном бурении;
- нельзя использовать обычные системы для проведения каротажа скважины;
- ограничение на выбор схемы заканчивания.

В случаях, когда конструкция ствола скважины предусматривает установку в искривленных интервалах ствола промежуточных колонн большого диаметра, используется комбинированный вид профиля. При таком виде профиля верхние интервалы, где располагается жёсткая обсадная колонна, проектируют с большим радиусом кривизны, а нижние – со средним или малым радиусом кривизны.

2.2.1.2. Виды профиля горизонтального участка

Основной целью бурения горизонтальной скважины является вскрытие продуктивного пласта в продольном направлении горизонтальным стволом, поэтому проектирование профиля следует начинать с определения геометрических параметров горизонтального участка, которые зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза.

Геологическая характеристика разреза при проектировании горизонтального участка профиля должна давать полное представление о следующих факторах:

- угол падения пласта и его мощность.

- наличие интервалов устойчивых горных пород и их мощность;
- литологический состав, характер и степень фациальных изменений горных пород продуктивного пласта и вышележащих пластов;
- наличие и расположение газо- и водонефтяного контакта;

Эксплуатационная характеристика скважины должна включать следующие сведения:

- способ и режим эксплуатации;
- способ заканчивания.

По форме профиля горизонтальный участок может быть (рис. 2.26):

- прямым;
- выпуклым;
- вогнутым;
- волнообразным.

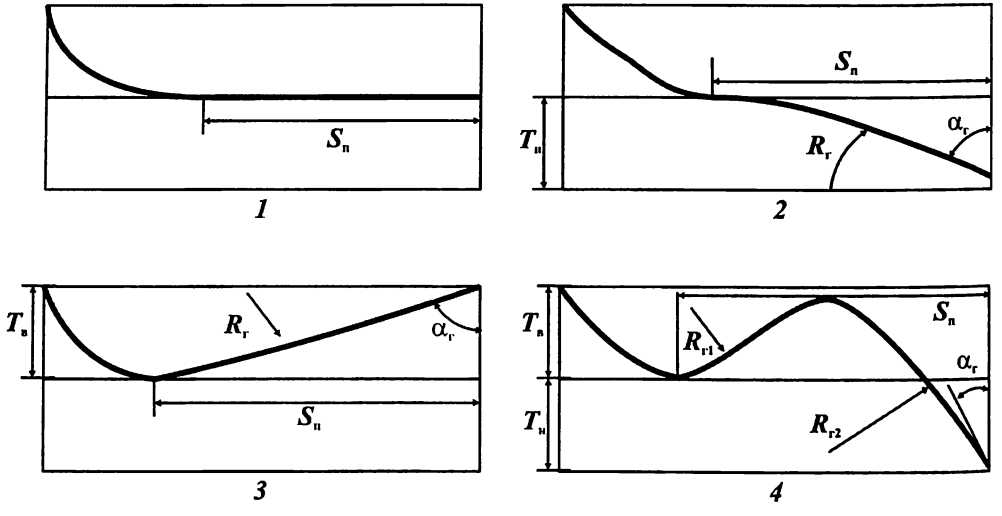


Рис. 2.26. Виды профиля горизонтального участка: 1 – прямолинейный; 2 – выпуклый; 3 – вогнутый; 4 - волнообразный

В продуктивном пласте проводка горизонтального ствола может осуществляться параллельно кровле пласта или полого направленно. Направление проводки определяет зенитный угол в точке начала горизонтального участка.

По направлению бурения в продуктивном пласте горизонтальные участки бывают:

- параллельными;
- полого падающими;
- восходящими.

В однородном пласте большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с высокой вертикальной проницаемостью целесообразно вписывание горизонтального участка в среднюю по толщине часть пласта по траектории, параллельной кровле или подошве пласта (рис. 2.27).

Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с низкой проницаемостью вскрывается полого падающим стволом (рис. 2.27).

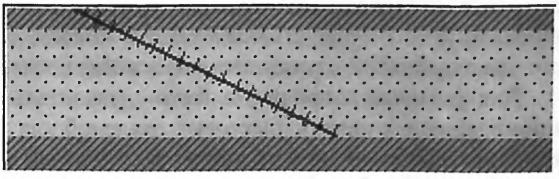
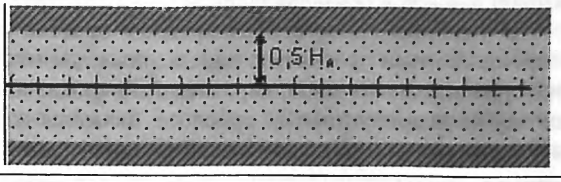
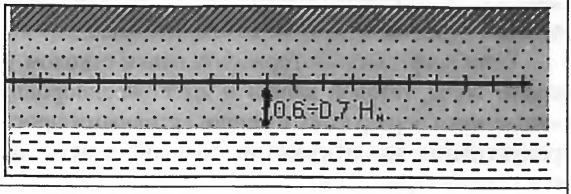
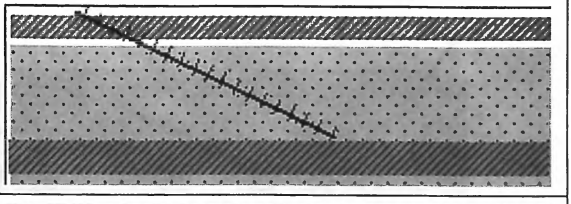
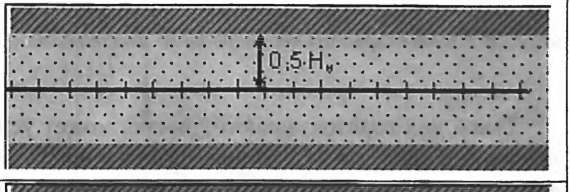
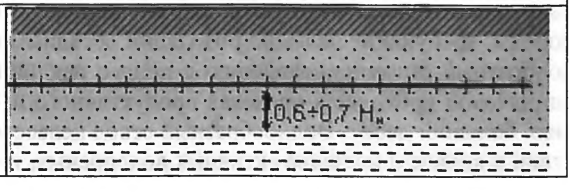
Вид продуктивного пласта	Способ вскрытия продуктивного пласта
Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с низкой вертикальной проницаемостью	
Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с высокой вертикальной проницаемостью	
Однородный пласт большой мощности с подстилающей водой	
Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с низкой вертикальной проницаемостью	
Однородный пласт большой мощности без подстилающей воды и газовой шапки с высокой вертикальной проницаемостью	
Однородный пласт большой мощности с подстилающей водой	

Рис. 2.27. Схемы вскрытия пластов горизонтальным стволом

Низко проницаемые нефтяные пласты значительной толщины с преимущественно вертикальной трещиноватостью в водоплавающих залежах также целесообразно разбуривать параллельным горизонтальным стволом. Такой профиль горизонтального ствола скважины позволит пересечь значительно большее число вертикальных трещин продуктивного пласта. Кроме того, благодаря большей поверхности фильтрации возможна эксплуатация скважины с низкой депрессией для предупреждения прорыва воды по трещинам

Если проводка параллельного горизонтального ствола планируется в непосредст-

венной близости от кровли продуктивного пласта, то такой горизонтальный участок проектируется выпуклым, а его проводка осуществляется с малоинтенсивным уменьшением зенитного угла. В продуктивных пластах мощностью более 20 м проводка горизонтального участка может быть осуществлена также по выпуклому профилю.

Для увеличения продуктивности горизонтальных скважин и времени их эксплуатации в условиях низких пластовых давлений для водоплавающих пластов без газовой шапки целесообразно использовать выпуклые виды профиля, а для вскрытия пластов с газовой шапкой и без подошвенной воды – вогнутые.

В условиях слоисто неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослоями, характерных для многих залежей нефти Западной Сибири, горизонтальный ствол, параллельный кровле или подошве пласта, может пройти по одному из непродуктивных прослоев, окажется изолированным от остальных. Основная часть разреза при этом окажется не вскрытой. При переслаивании песчаников с глинами продуктивный пласт целесообразно вскрывать полого падающим горизонтальным стволом от кровли до его подошвы.

Если вскрываемый горизонтальным стволом участок продуктивного пласта не содержит воды, газовой шапки и имеет неоднородную структуру, при которой продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослоями, причем точное расположение продуктивных зон неизвестно, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразным стволом (рис. 2.28).

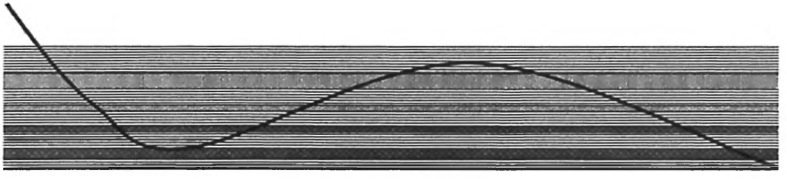


Рис. 2.28. Схема вскрытия неоднородного пласта волнообразным горизонтальным стволом

Такой вид горизонтального участка может успешно применяться в залежах платформенного типа, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надежной изоляции обсадными трубами с цементированием. Волнообразный ствол по сравнению с полого наклонным и параллельным стволами при одинаковой проходке в пределах продуктивного пласта дает при прочих равных условиях больший дебит. Волнообразный ствол целесообразно также применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов, так как возможны выходы ствола за пределы пласта. Не следует использовать волнообразный профиль горизонтального участка для вскрытия небольших по мощности продуктивных пластов, состоящих из прослоев горных пород, резко отличающихся по твердости, а также для вскрытия продуктивных пластов, которые эксплуатируются при давлении выше давления насыщения.

Пологие горизонтальные стволы проектируют преимущественно тангенциальными. Если геологические или иные условия не позволяют осуществлять стабилизацию зенитного угла непосредственно в продуктивном пласте, то используются горизонтальные участки выпуклой или вогнутой формы.

2.2.1.3. Виды профиля направляющей части горизонтальной скважины

Профиль направляющей части горизонтальной скважины определяется, прежде всего, длиной и профилем её горизонтальной части, а также зависит от следующих факторов:

- геологического разреза до кровли вскрываемого продуктивного пласта;
- конструкции скважины;
- статического уровня пласта;
- возможности существующей технологии горизонтального бурения.

При проектировании горизонтальных скважин используются преимущественно профили с большим и средним радиусами кривизны, а также комбинированный профиль.

Скважины с горизонтальным участком длиной свыше 500 м проектируются, в целях снижения сил сопротивления при перемещении бурового инструмента в скважине, а также создания достаточной нагрузки на долото, только с большим радиусом кривизны. При этом используются преимущественно профили вида 3 и 4 (рис. 2.29).

Для проектирования скважины со средним радиусом кривизны используются профиль вида 1, 2 (рис. 2.29).

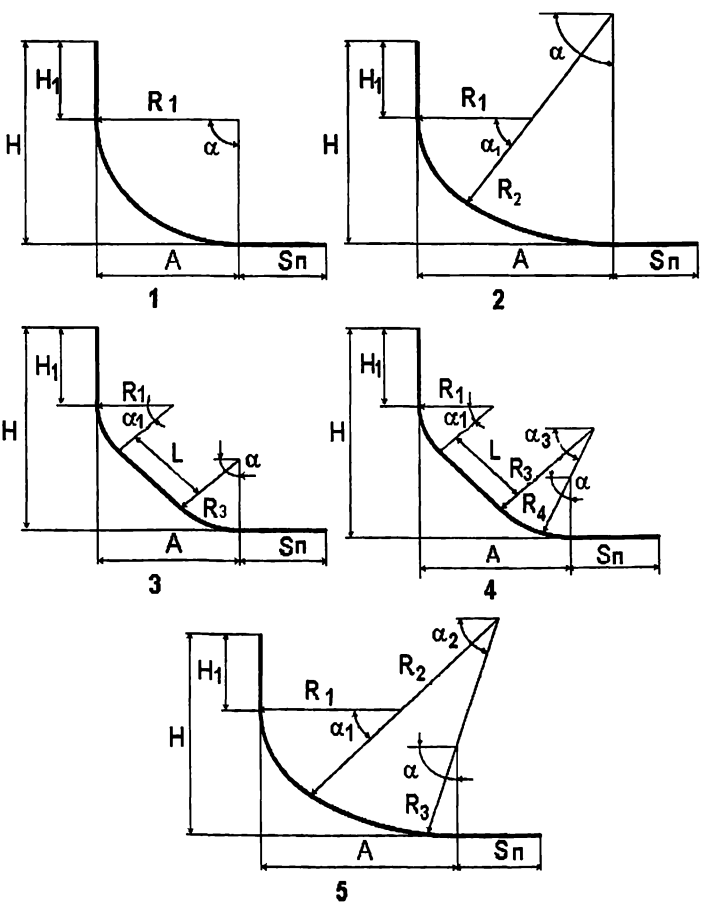


Рис. 2.29. Основные виды профиля горизонтальной скважины

В тех случаях, когда выше продуктивного пласта залегают неустойчивые горные породы, перекрытия их обсадной колонной, используют комбинированный профиль направляющей части горизонтальной скважины. У такого профиля верхние интервалы проектируются по большому радиусу кривизны, а нижние - по среднему радиусу кривизны. При этом используются профили вида 2, 5 (рис. 2.29).

Тангенциальный участок включается в тех случаях, когда требуется обеспечить смещение на проектной глубине, превышающее величину радиуса кривизны наклонного участка.

Профили с малым радиусом кривизны используют при проектировании бокового ствола скважины, а также для вскрытия горизонтальным стволом маломощных продуктивных пластов. Такие скважины проектируются преимущественно по профилю вида 1 (рис. 2.29).

2.2.2. Расчет параметров профиля горизонтальной скважины

2.2.2.1. Расчет направляющей части профиля горизонтальной скважины

Назначение направляющей части профиля горизонтальной скважины заключается в выведении ствола под определенным углом в точку с заданными координатами, расположенную на кровле или непосредственно в самом продуктивном пласте. Поэтому при расчете направляющей части профиля горизонтальной скважины, кроме проектной глубины и смещения ствола скважины от вертикали, необходимо задавать величину зенитного угла на проектной глубине и азимута при проектировании пространственного профиля. Кроме того, задается радиус кривизны участка начального искривления ствола скважины.

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины и её горизонтальный участок могут рассчитываться отдельно. При этом они должны быть сопряжены друг с другом.

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

Условные обозначения:

H - проектная глубина направляющей части профиля скважины (глубина начала горизонтального участка), м;

A - проектное смещение профиля скважины на проектной глубине, м;

α - зенитный угол на проектной глубине (угол входа ствола скважины в продуктивный пласт), град.;

H_1 - длина вертикального участка, м;

L - длина тангенциального участка, м;

α_i - зенитный угол в конце $(i+1)$-го участка профиля, град.;

R_i – радиус кривизны $(i+1)$-го участка профиля, м.

Профиль 1 (рис. 2.29).

Исходные данные для расчета: H, A, α.

$$H_1 = H - \frac{A \cdot sin\alpha}{1 - cos\alpha}; \tag{2.62}$$

$$R_1 = \frac{H - H_1}{sin\alpha}. \tag{2.63}$$

Профиль 2.

Исходные данные для расчета: H, A, α, α_1, R_1.

$$R_2 = \frac{A - R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1)}{cos\alpha_1 - cos\alpha}; \tag{2.64}$$

$$H_1 = H - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_2 \cdot (sin\alpha - sin\alpha_1). \tag{2.65}$$

Профиль 3.

Исходные данные для расчета: H, A, α, α_1, R_1, R_3.

$$L = \frac{A - R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) - R_3 \cdot (cos\alpha_1 - cos\alpha)}{sin\alpha_1}; \tag{2.66}$$

$$H_1 = H - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_3 \cdot (sin\alpha - sin\alpha_1) - L \cdot cos\alpha_1. \tag{2.67}$$

Профиль 4.

Исходные данные для расчета: H, A, α, α_1, R_1, R_3, α_3, R_4.

$$L = \frac{A - R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) - R_3 \cdot (cos\alpha_1 - cos\alpha_3) - R_4 \cdot (cos\alpha_3 - cos\alpha)}{sin\alpha_1}; \tag{2.68}$$

$$\begin{aligned} H_1 = H - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_3 \cdot (sin\alpha_3 - sin\alpha_1) - \\ - L \cdot cos\alpha_1 - R_4 \cdot (sin\alpha - sin\alpha_3) \end{aligned} \tag{2.69}$$

Профиль 5.

Исходные данные для расчета: H, A, α, α_1, α_2, R_1, R_2.

$$H_1 = H - R_1 \cdot sin\alpha_1 - R_2 \cdot (sin\alpha_2 - sin\alpha_1) - R_3 \cdot (sin\alpha - sin\alpha_2); \tag{2.70}$$

$$R_3 = \frac{A - R_1 \cdot (1 - cos\alpha_1) - R_2 \cdot (cos\alpha_1 - cos\alpha_2)}{cos\alpha_2 - cos\alpha}. \tag{2.71}$$

Вертикальную и горизонтальную проекцию, а также длину каждого участка профиля можно рассчитать по известным формулам, приведенным в табл. 2.1.

2.2.2.2. Расчет горизонтального участка профиля

Цель строительства горизонтальной скважины, заключается в продольном вскрытии продуктивной части нефтяного и газового пласта, поэтому форма горизонтального участка должна соответствовать геометрии той части пласта, где планируется его проводка. Другими словами, горизонтальный участок должен располагаться вдоль продуктивной части пласта и не выходить за границы его нефте- или газосодержащей части.

Основными параметрами, определяющими положение и геометрию горизонтального участка, являются:

A, H – смещение и глубина направляющей части профиля соответственно, м;

α - зенитный угол в начале горизонтального участка или направляющий угол;

$S_П$ – протяженность горизонтального участка по пласту, т.е. длина проекции горизонтального участка на касательную к началу горизонтального участка, м;

$H_Г$ - глубина в конце горизонтального участка, м;

$A_Г$- смещение скважины в конце горизонтального участка, м;

$\alpha_Г$ - зенитный угол в конце горизонтального участка;

$L_Г$ - длина горизонтального участка, м;

γ_1 - угол охвата первого интервала волнообразного горизонтального участка;

$T_В$, $T_Н$ - предельное смещение горизонтального участка в поперечном направлении, вверх и вниз соответственно, м;

$R_{Г1}$, $R_{Г2}$ - радиус кривизны первого и второго интервалов волнообразного горизонтального участка соответственно, м;

$R_Г$ - радиус кривизны выпуклого (вогнутого) горизонтального участка, м.

Направляющий угол параллельного горизонтального участка равен, а полого падающего горизонтального участка меньше зенитного угла падения продуктивного пласта, который может быть меньше 90°. В приведенной ниже методике рассматривается параллельный горизонтальный участок в горизонтально-залегающем пласте. Расчет параметров параллельного горизонтального участка для вскрытия восстающего продуктивного пласта производится аналогично. При этом следует учитывать, что вертикальная проекция горизонтального участка будет иметь отрицательный знак. В случае пологопадающего горизонтального участка необходимо внести соответствующую поправку в величину угла продуктивного пласта. Во всех случаях выпуклый (вогнутый) горизонтальный участок является частью дуги окружности.

Прямолинейный горизонтальный участок (рис. 2.30). Исходные данные для расчёта: $T_Н$, $S_П$.

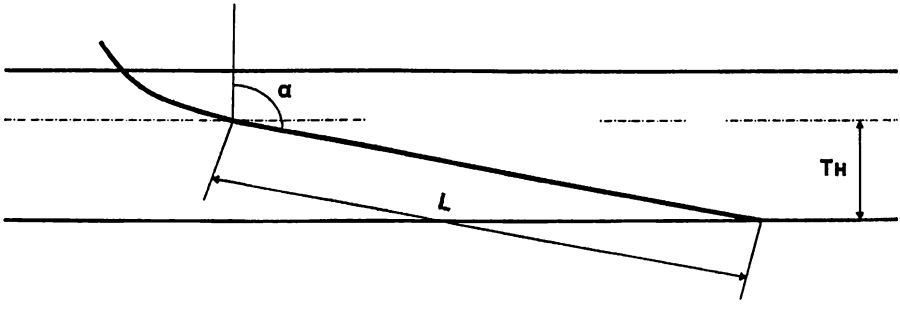


Рис. 2.30. Расчётная схема прямолинейного горизонтального участка

Зенитный угол горизонтального ствола:

$$\alpha = 90 - arctg\frac{T_н}{S_п}. \qquad (2.72)$$

Длина горизонтального ствола:

$$L = \sqrt{S_п^2 + T_н^2} \qquad (2.73)$$

Выпуклый (вогнутый) горизонтальный участок является частью дуги окружности, сопряженной с направляющей частью профиля в точке вскрытия пласта (рис. 2.31). Приведенные ниже формулы выведены при условии равенства зенитного угла вскрытия стволом скважины продуктивной части пласта зенитному углу его залегания. Для горизонтально залегающего пласта угол его вскрытия равен 90°. Исходные данные для расчёта: $S_П$, $T_{Н(В)}$.

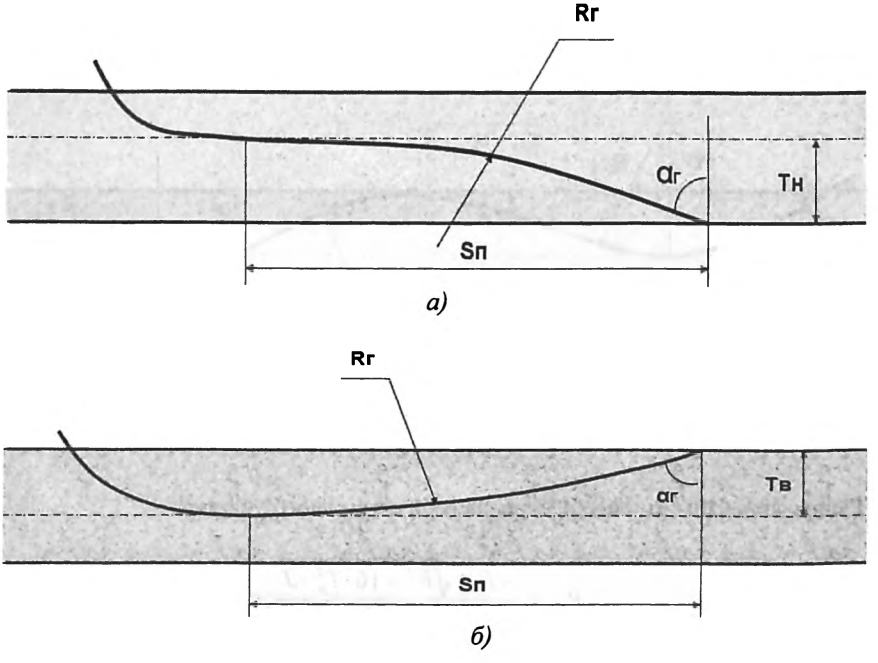


Рис. 2.31. Расчётная схема выпуклого (а) и вогнутого (б) горизонтального участка

Радиус кривизны горизонтального участка:

$$R_г = \frac{S_п^2 + T_{н(в)}^2}{2 \cdot T_{н(в)}}. \qquad (2.74)$$

Зенитный угол в конце выпуклого горизонтального участка:

$$\alpha_г = \alpha - arcsin\frac{S_п}{R_г}. \tag{2.75}$$

Зенитный угол в конце вогнутого горизонтального участка:

$$\alpha_г = \alpha + arcsin\frac{S_п}{R_г}. \tag{2.76}$$

Длина горизонтального участка:

$$L_г = \frac{\pi \cdot R_г \cdot |\alpha - \alpha_г|}{180}. \tag{2.77}$$

Волнообразный горизонтальный участок.

Волнообразный горизонтальный участок состоит из двух сопряженных дуг окружностей с радиусами $R_{Г1}$ и $R_{Г2}$ (рис. 2.32). Исходные данные для расчёта: $S_П$, $T_Н$, $R_{Г1}$.

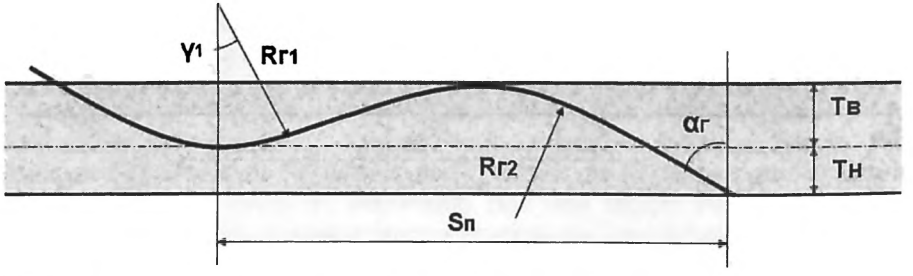


Рис. 2.32. Расчётная схема волнообразного профиля горизонтального участка

Радиус кривизны второго интервала горизонтального участка:

$$R_{г2} = \frac{-F + \sqrt{F^2 + 16 \cdot T_н^2 \cdot J}}{-8 \cdot T_н^2}, \tag{2.78}$$

где

$$F = 4 \cdot K \cdot T_н + 8 \cdot S_п^2 \cdot T_в; \tag{2.79}$$

$$J = 8 \cdot S_п^2 \cdot R_{г1} \cdot T_в - 4 \cdot S_п^2 \cdot T_в^2 - K^2; \tag{2.80}$$

$$K = S_п^2 + 2 \cdot (R_{г1} + T_н) + T_н^2. \tag{2.81}$$

Глубина в конце горизонтального участка:

$$H_{\Gamma} = S_{\Pi} \cdot cos\,\alpha + T_{H} \cdot sin\,\alpha + H \tag{2.82}$$

Смещение в конце горизонтального участка:

$$A_{\Gamma} = S_{\Pi} \cdot sin\,\alpha - T_{H}\, cos\,\alpha + A\,. \tag{2.83}$$

Длина проекции S_1 первого интервала горизонтального участка на касательную в его начальной точке:

$$S_1 = \sqrt{2 \cdot T_{B} \cdot (R_{\Gamma 1} + R_{\Gamma 2}) - T_{B}^{2}} \tag{2.84}$$

Длина проекции S_2 второго интервала горизонтального участка на касательную в его начальной точке:

$$S_2 = \sqrt{2 \cdot R_{\Gamma 2} \cdot (T_{B} + T_{H}) - (T_{B} - T_{H})^{2}} \tag{2.85}$$

Угол охвата интервала с радиусом $R_{\Gamma 1}$:

$$\gamma_1 = arcsin\left(\frac{S_1}{R_{\Gamma 1} + R_{\Gamma 2}}\right). \tag{2.86}$$

Зенитный угол в конце горизонтального участка:

$$\alpha_{\Gamma} = \alpha - arcsin\left(\frac{S_2}{R_{\Gamma 2}}\right). \tag{2.87}$$

При определении общего интервала вскрытия пласта стволом горизонтальной скважины учитывается интервал (Δl_{Γ}) направляющей части профиля от точки вскрытия пласта до начала горизонтального участка:

$$\Delta l_{\Gamma} = \frac{(\alpha - \alpha_{ВСКР}) \cdot \pi \cdot R}{180}, \tag{2.88}$$

где $\alpha_{ВСКР}$ – угол вскрытия продуктивного пласта;
α – угол в начале горизонтального участка профиля;
R – радиус кривизны завершающего интервала направляющей части профиля, м.

Двухинтервальный горизонтальный участок.

Двухинтервальный горизонтальный участок состоит из двух сопряженных дуг окружностей с радиусами $R_{\Gamma 1}$ и $R_{\Gamma 2}$ (рис. 2.33) и прямолинейного интервала. Исходные данные для расчёта: $T_{Н}$, $T_{В}$, $R_{\Gamma 1}$, $R_{\Gamma 2}$, $T_{В}$, $T_{Н}$.

Угол $\alpha_{ВСКР}$ вскрытия пласта определяется по формуле:

$$\alpha = arcsin\frac{R_{\Gamma 1} - (T_{B} + T_{H})}{R_{\Gamma 1}}. \tag{2.89}$$

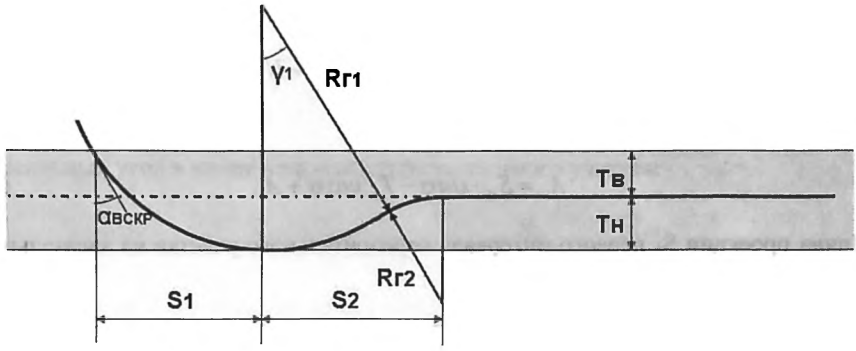


Рис. 2.33. Расчётная схема двухинтервального профиля горизонтального участка

Длина S_1 проекции первого интервала:

$$S_1 = R_{\Gamma 1} \cdot cos\alpha_{ВСКР}. \tag{2.90}$$

Длина S_2 проекции второго интервала, состоящего из двух сопряжённых дуг с радиусом $R_{\Gamma 1}$ и $R_{\Gamma 2}$:

$$S_2 = \sqrt{2 \cdot T_H \cdot (R_{\Gamma 1} + R_{\Gamma 2}) - T_H^2} \tag{2.91}$$

Угол γ_1, на который необходимо увеличить зенитный угол в конце дуги с радиусом $R_{\Gamma 1}$, определяется по формуле:

$$\gamma_1 = arcsin\frac{L_2}{R_{\Gamma 1} + R_{\Gamma 2}}. \tag{2.92}$$

Длина прямолинейного интервала задаётся или вычисляется после определения S_1 и S_2, если задана общая протяженность горизонтального участка.

2.2.3. Пространственный профиль горизонтальных скважин

При кустовом строительстве горизонтальных скважин направление бурения горизонтального участка не совпадает с направлением от устья на точку вскрытия продуктивного пласта. В этом случае профиль проектируется в виде пространственной кривой линии, состоящей из сопряженных между собой дуг окружности или винтовой линии и тангенциальных интервалов.

Методика проектирования пространственного профиля горизонтальной скважины определяется его видом и накладываемыми ограничениями на траекторию бурения. Ограничения на параметры траектории бурения могут быть вызваны особенностями проектируемой технологии бурения, применения КНБК, условиями спуска обсадных колонн, а

также способом эксплуатации скважины и внутрискважинным оборудованием для его реализации.

Расчет пространственного проектного профиля скважины является задачей на оптимум, при решении которой должны рассматриваться с одной стороны реализация проектных целей бурения при выполнении заданных ограничений, а с другой - сложность применяемой технологии и, соответственно, стоимость бурения скважины.

В некоторых случаях необходимо оценивать извилистость траектории бурения как фактор, снижающий качество крепления ствола скважины, увеличивающий нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях и повышающий риски различных осложнений в скважине.

Пространственное положение участка ствола скважины ($L_{1\text{-}2}$) наиболее полно характеризуется алгоритмами, полученными в результате решения сферического треугольника (рис. 2.34), образуемого тремя радиусами - векторами: вертикальным (ОС) и направлениями касательных к проектному профилю скважины в исходной (ОА) и конечной (ОВ) точках рассматриваемого участка.

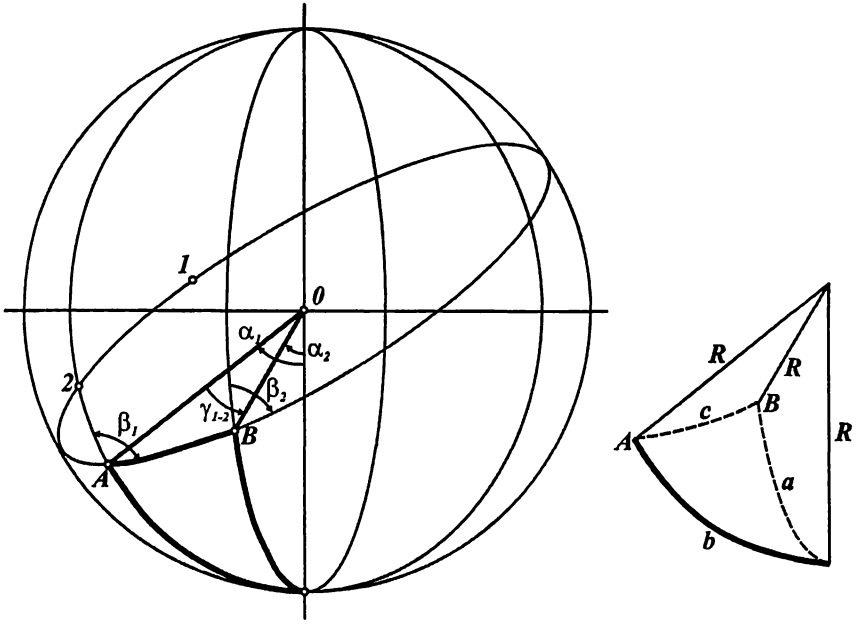


Рис. 2.34 Схема пространственного положения участка ствола скважины

Данные векторы и вертикаль образуют центральные углы сферического треугольника АВС:

$$\langle COA = {}^{b}/_{R} = \alpha_1;\ \langle COB = {}^{a}/_{R} = \alpha_2;\ \langle AOB = {}^{c}/_{R} = \lambda_{1\text{-}2}.$$

Углы при вершинах сферического треугольника АВС:

$$A = 180 - \beta_1;\ B = \beta_2;\ C = \varphi_{1\text{-}2}.$$

При R=1:

$$b = \alpha_1 ; a = \alpha_2 ; c = \gamma_{1\text{-}2}.$$

Изменение геометрических параметров (α и φ) профиля скважины в пределах дуги $L_{1\text{-}2}$ соответствует изменению сферических координат точек её годографа в виде дуги АВ.

Решения сферического треугольника, и по аналогии то же для главной нормали и бинормали, дают следующие формулы, которые связывают принятые сферические параметры профиля скважины.

$$\beta_1 = arctg \frac{sin\alpha_2 \cdot sin\varphi_{1-2}}{sin\alpha_2 \cdot cos\alpha_1 \cdot cos\varphi_{1-2} - sin\alpha_1 \cdot cos\alpha_2}; \quad (2.93)$$

$$\gamma_{1-2} = arcsin \sqrt{\begin{matrix} sin^2\alpha_2 \cdot sin^2\varphi_{1-2} + \\ + (sin\alpha_2 \cdot cos\alpha_1 \cdot cos\varphi_{1-2} - sin\alpha_1 \cdot cos\alpha_2)^2 \end{matrix}}; \quad (2.94)$$

$$\beta_2 = arctg \frac{sin\alpha_1 \cdot sin\beta_1}{sin\alpha_1 \cdot cos\gamma_{1-2} \cdot cos\beta_1 + sin\gamma_{1-2} \cdot cos\alpha_1}; \quad (2.95)$$

$$\varphi_{1-2} = arctg \frac{sin\gamma_{1-2} \cdot sin\beta_1}{sin\gamma_{1-2} \cdot cos\alpha_1 \cdot cos\beta_1 + sin\alpha_1 \cdot cos\gamma_{1-2}}; \quad (2.96)$$

$$\alpha_2 = arcsin \sqrt{\begin{matrix} sin^2\gamma_{1-2} \cdot sin^2\beta_1 + \\ + (sin\gamma_{1-2} \cdot cos\alpha_1 \cdot cos\beta_1 + sin\alpha_1 \cdot cos\gamma_{1-2})^2 \end{matrix}} \quad (2.97)$$

Интенсивность искривления (I) и радиус (R) кривизны участка профиля скважины связывают группу сферических параметров с длиной участка:

$$I = \frac{10 \cdot \gamma_{1-2}}{L_{1-2}}; \quad (2.98)$$

$$R = \frac{573}{I}. \quad (2.99)$$

Кроме того, вычисляются:

- смещение ствола в интервале $L_{1\text{-}2}$ в горизонтальной плоскости:

$$L_r = \sqrt{X^2 + Y^2}; \quad (2.100)$$

- азимут смещения:

$$\varphi_r = arctg \frac{X}{Y} \quad (2.101)$$

2.3. Профили боковых стволов

2.3.1. Проектирование профиля бокового ствола

Основной задачей при проектировании бокового ствола (БС) является выбор и оптимизация профиля, обеспечивающего вскрытие продуктивного пласта в точке с заданными координатами и значениями зенитного угла и азимута.

Проектный профиль БС должен обеспечить:

- вскрытие продуктивного пласта под заданным зенитным углом и азимутом;
- предупреждение пересечения со стволом соседних скважин;
- возможность заканчивания скважины по различным схемам;
- проведение геонавигационных измерений в процессе бурения с помощью телесистемы, а также инклинометрами в бурильной колонне и открытом стволе;
- возможность выполнения профиля существующими техническими средствами;
- минимальную длину ствола.

Проектный профиль БС может быть плоским или пространственным.

Профиль БС включает участки (рис. 2.35):

- забуривания;
- изменения зенитного угла и азимута;
- стабилизации зенитного угла и азимута;

увеличения зенитного угла и корректирования азимута при горизонтальном вскрытии продуктивного пласта;

- горизонтальный участок.

Интервал БС от точки начала забуривания до точки, при которой долото расположено за пределами основного (старого) ствола, называется участком забуривания.

Участок забуривания является частью проектного профиля БС. Поэтому при бурении данного участка двигатель-отклонитель и клин-отклонитель должны обеспечивать расчетную интенсивность искривления в соответствии с проектным профилем БС.

Выбор точки забуривания БС производится на основе анализа геологических, технических и технологических данных, полученных в процессе бурения основного ствола скважины. В случае необходимости осуществляются дополнительные инклинометрические измерения и геофизические исследования. На основании полученной при этом информации уточняются координаты точки и параметры участка забуривания.

Участок забуривания БС планируют в пластах, сложенных монолитными устойчивыми горными породами большой мощности. В перемежающихся по твердости разрезах участок забуривания располагают таким образом, чтобы забуривание произошло не меньше чем на 1...2 м от кровли или подошвы выбранного устойчивого пласта горной породы, что обеспечит сохранность устья ответвления в процессе бурения. При забуривании с клина-отклонителя место установки последнего выбирается в интервале с минимальной кавернозностью ствола и наличием цементного камня за обсадной колонной.

При определении длины участка забуривания следует учитывать, что интервал фрезерования обсадной колонны по всему сечению должен быть меньше расстояния между торцами муфт обсадной трубы на рассматриваемом интервале основного ствола. Длина окна в обсадной колонне при использовании ориентируемого клина-отклонителя колеблется в пределах 2÷5 м в зависимости от угла наклона и длины направляющей поверхности клина.

Вид профиля БС выбирается в зависимости от величины зенитного и азимутального углов и координат основного ствола в точке забуривания и проектными парамет-

рами в точке вскрытия продуктивного пласта или в начале горизонтального участка.

При наклонном вскрытии продуктивного пласта и изменении азимута не более чем на 90° применяют профили типа *а* (рис. 2.35). В случае необходимости изменения азимута более чем на 90° при наклонном, а также при горизонтальном вскрытии продуктивного пласта используют профиль типа *б*.

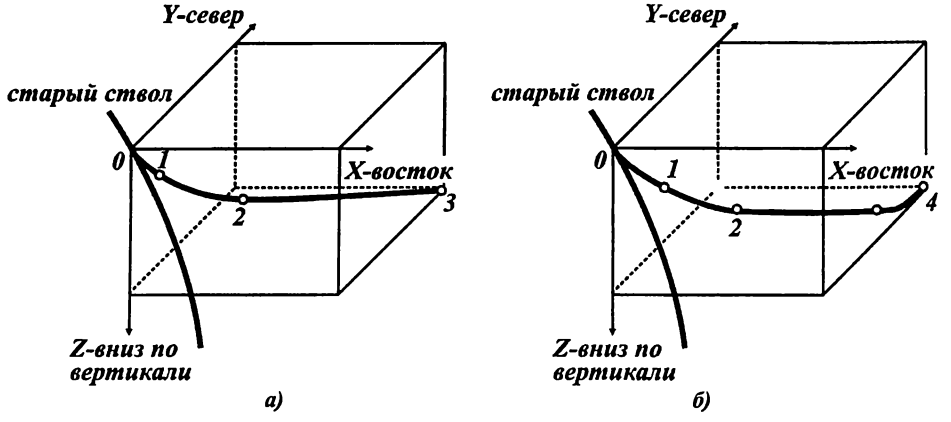


Рис. 2.35. Типы пространственного профиля бокового ствола. а – вскрытие пласта наклонным стволом, б – вскрытие пласта горизонтальным стволом

Оптимизация параметров профиля БС проводится на основании полученных расчётных вариантов проектного профиля в соответствии с принятыми начальными условиями и способом забуривания. Основными критериями оптимизации профиля являются минимальная длина и суммарный угол охвата БС, при условии достижения проектной точки вскрытия пласта с заданными координатами, зенитным углом и азимутом. При расчёте профиля БС используются положения и аналитические зависимости, приведенные в разделе 1 (п. 1.1).

При большом количестве вариантов начальных условий проводится поиск оптимальных вариантов профиля для всех имеющихся целей по определенным точкам забуривания.

2.3.2. Расчёт пространственного профиля наклонно направленного бокового ствола

Профиль наклонно направленного БС включает участок забуривания, участок увеличения зенитного угла и корректирования азимута, а также тангенциальный участок до точки вскрытия продуктивного пласта.

При расчётах параметров профиля БС приняты следующие условные обозначения:

α_0 – зенитный угол основного ствола в точке забуривания, град.;

φ_0 – азимут основного ствола в точке забуривания, град.;

α_i – зенитный угол в i-той промежуточной точке по дуге ($i = 1$ в точке А – нижняя точка интервала забуривания), град.;

φ_i – азимут в *i*-той точке, град. (*i* = 1 в точке А – нижняя точка интервала забуривания), град.;

γ_i – суммарный угол пространственного искривления профиля в *i*-ой точке, град.;

$\Delta\gamma_i$ –угол пространственного искривления на интервале между двумя соседними точками дуги, град.;

ψ_i – азимут радиуса кривизны профиля в *i*-ой точке, град.;

β_i– приведенный азимут радиуса кривизны профиля в *i*-той точке, град.;

β_0 – приведенный азимут радиуса кривизны в точке забуривания (угол установки клина - отклонителя или угол установки забойного двигателя - отклонителя при забуривании с зарезного цементного моста), град.;

I – интенсивность искривления по дуге, град./10 м;

R – радиус кривизны дуги, м;

$R_{0\text{-}1}$ – радиус кривизны участка забуривания, м;

l_i – длина профиля от устья скважины до *i*-ой точки, м;

Lr_i – горизонтальное смещение профиля в *i*-ой точке, м;

φr_i – азимут горизонтального смещения профиля в *i*-ой точке, град.;

$\Delta\gamma_{AC}$ – угол пространственного искривления дуги АС, град.;

$\Delta\gamma_{AB}$ – угол пространственного искривления дуги АВ, град.;

Δl_{AC} – длина профиля по дуге АС, м;

$l_{0\text{-}1}$ – длина участка забуривания, м;

Δl_{AD} – длина профиля по дуге AD, м;

ΔS – шаг расчёта профиля по дуге, м;

ΔS_1 – шаг расчёта профиля по прямой, м;

X_0, Y_0, Z_0 – координаты точки забуривания, м.

X_i, Y_i, Z_i – координаты профиля в i-ой точке, м;

X_D, Y_D, Z_D – координаты точки вскрытия пласта, м.

2.3.2.1. Расчёт интервала забуривания

Интервал забуривания предназначен для выведения БС за пределы основного ствола скважины, размещения КНБК с телеметрической системой и создания необходимых условий для ориентирования и управления КНБК (рис. 2.36).

В промысловой практике приняты следующие требования и ограничения при проектировании интервала забуривания БС:

- допустимая интенсивность искривления ствола – 2 град/10 м;
- максимальный начальный угол между апсидальной плоскостью в точке забуривания и плоскостью действия забойного двигателя-отклонителя или клина-отклонителя (угол установки отклонителя) – ±30°;
- длина участка забуривания не менее 10 м.

В процессе расчета интервала забуривания БС определяются координаты начала участка корректирования зенитного угла и азимута.

Приращения координат на интервале забуривания вычисляются по формулам (известные параметры: $l_{0\text{-}1}$, α_0, φ_0, β_0, X_0, Y_0, Z_0, $R_{0\text{-}1}$):

$$\gamma_{0\text{-}1} = \frac{180 \cdot l_{0\text{-}1}}{\pi \cdot R_{0\text{-}1}}; \qquad (2.102)$$

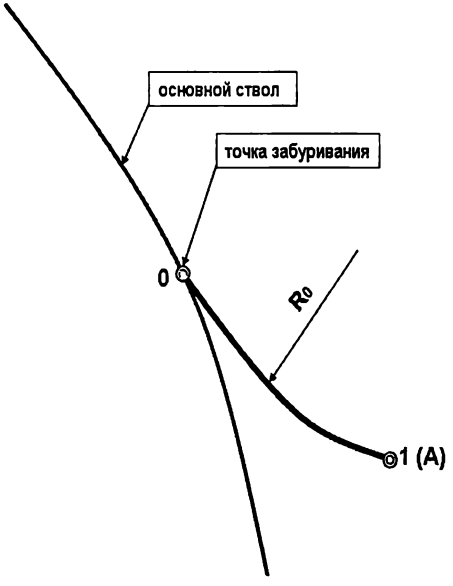


Рис. 2.36. Схема интервала забуривания бокового ствола

$$\alpha_1 = arcsin\sqrt{sin^2\alpha_0 sin^2\beta_0 + \left(sin\alpha_0 \cdot cos\gamma_{0-1} \cdot cos\beta_0 + sin\gamma_{0-1} \cdot cos\alpha_0\right)^2} \quad (2.103)$$

$$\varphi_1 = \varphi_0 + arctg\frac{sin\gamma_{0-1} \cdot sin\beta_0}{sin\gamma_{0-1} \cdot cos\alpha_0 \cdot cos\beta_0 + sin\alpha_0 \cdot cos\gamma_{0-1}}; \quad (2.104)$$

$$E = \frac{180}{\pi \cdot \gamma_{0-1}} \cdot tg\frac{\gamma_{0-1}}{2}; \quad (2.105)$$

$$X_1 = X_0 + E \cdot \left[sin\alpha_0 \cdot sin\varphi_0 + sin\alpha_1 \cdot sin\varphi_1\right] \cdot l_{0-1}; \quad (2.106)$$

$$Y_1 = Y_0 + E \cdot \left[sin\alpha_0 \cdot cos\varphi_0 + sin\alpha_1 \cdot cos\varphi_1\right] \cdot l_{0-1}; \quad (2.107)$$

$$Z_1 = Z_0 + E \cdot \left[cos\alpha_0 + cos\alpha_1\right] \cdot l_{0-1}. \quad (2.108)$$

2.3.2.2. Расчёт основных параметров профиля с целью выведения ствола в точку с заданными координатами

Зенитный угол и азимут прямой AD (рис. 2.37):

$$\alpha_B = arctg\sqrt{\frac{\left(X_D - X_A\right)^2 + \left(Y_D - Y_A\right)^2}{\left(Z_D - Z_A\right)^2}}; \quad (2.109)$$

$$\varphi_B = arctg\frac{X_D - X_A}{Y_D - Y_A}. \quad (2.110)$$

Приведенный азимут радиуса кривизны в т. А:

$$\beta_A = arctg\frac{\sin\alpha_B \cdot \sin(\varphi_B - \varphi_A)}{\sin\alpha_B \cdot \cos\alpha_A \cdot \cos(\varphi_B - \varphi_A) - \sin\alpha_A \cdot \cos\alpha_B}. \quad (2.111)$$

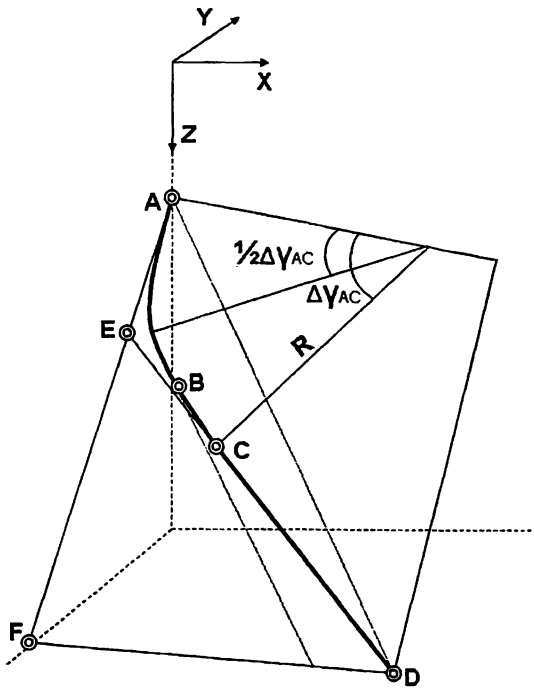


Рис. 2.37. Расчётная схема профиля наклонно направленного бокового ствола

Угол пространственного искривления дуги между точками А и В:

$$\Delta\gamma_{AB} = arcsin\sqrt{\begin{matrix}(\sin\alpha_B \cdot \cos\alpha_A \cdot \cos(\varphi_B - \varphi_A) - \sin\alpha_A \cdot \cos\alpha_B)^2 + \\ + \sin^2\alpha_B \cdot \sin^2(\varphi_B - \varphi_A)\end{matrix}}. \quad (2.112)$$

Расстояние между точками D и A:

$$L = \sqrt{(X_D - X_A)^2 + (Y_D - Y_A)^2 + (Z_D - Z_A)^2} \quad (2.113)$$

Радиус дуги АС:

$$R = \frac{1800}{\pi \cdot I}. \tag{2.114}$$

Максимально возможный радиус дуги АС:

$$R_{max} = \frac{L}{2 \cdot sin\,\Delta\gamma_{AB}} \tag{2.115}$$

$$\text{Если } R > R_{max}, \text{ то } R = R_{max},\ I = \frac{1800}{\pi \cdot R}. \tag{2.116}$$

Угол пространственного искривления дуги между точками А и С:

$$\Delta\gamma_{AC} = 2arctg\frac{cos\,\Delta\gamma_{AB} - \sqrt{1 - \frac{2R}{L}sin\,\Delta\gamma_{AB}}}{\frac{2R}{L} - sin\,\Delta\gamma_{AB}}; \tag{2.117}$$

$$\Delta l_{AC} = \frac{\Delta\gamma_{AC} \cdot 10}{I}. \tag{2.118}$$

2.3.2.3. Расчёт координат профиля бокового ствола

Угол пространственного искривления на интервале заданного шага расчёта профиля по дуге:

$$\Delta\gamma = \frac{I \cdot \Delta S}{10} \tag{2.119}$$

Зенитный угол в i-ой точке профиля по дуге:

$$\alpha_i = arcsin\sqrt{\begin{matrix}(cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma + sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma)^2 + \\ + sin^2\,\beta_{i-1} \cdot sin^2\,\Delta\gamma\end{matrix}}. \tag{2.120}$$

Азимут в i-ой точке профиля по дуге

$$\varphi_i = \varphi_{i-1} + arctg\frac{sin\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma}{cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma + sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma}. \tag{2.121}$$

Координаты X_i, Y_i, Z_i в i-ой точке профиля по дуге:

$$x_i = x_{i-1} + R_i \begin{pmatrix} sin\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\varphi_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_i + \\ +\left(cos\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\varphi_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} + cos\,\varphi_{i-1} \cdot sin\,\beta_{i-1}\right) \cdot \left(1 - cos\,\Delta\gamma_i\right) \end{pmatrix}; \quad (2.122)$$

$$y_i = y_{i-1} + R \cdot \begin{pmatrix} sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\varphi_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_i + \\ +\left(cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\varphi_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} - sin\,\varphi_{i-1} \cdot sin\,\beta_{i-1}\right) \cdot \\ \cdot \left(1 - cos\,\Delta\gamma_i\right) \end{pmatrix}; \quad (2.123)$$

$$z_i = z_{i-1} + R \cdot \left[cos\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma - sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot \left(1 - cos\,\Delta\gamma\right)\right]. \quad (2.124)$$

Горизонтальное смещение в *i*-ой точке профиля:

$$Lr_i = \sqrt{x_i^2 + y_i^2} \quad (2.125)$$

Азимут горизонтального смещения профиля в *i*-ой точке:

$$\varphi r_i = arctg\frac{x_i}{y_i}. \quad (2.126)$$

Приведенный азимут радиуса кривизны в *i*-той точке:

$$\beta_i = arctg\frac{sin\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\beta_{i-1}}{sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma \cdot cos\,\beta_{i-1} + sin\,\Delta\gamma \cdot cos\,\alpha_{i-1}}. \quad (2.127)$$

Азимут радиуса кривизны в *i*-ой точке:

$$\psi_i = \varphi_i + arctg\left(\frac{tg\beta_i}{cos\,\alpha_i}\right). \quad (2.128)$$

Длина тангенциального интервала профиля CD:

$$\Delta l_{CD} = \sqrt{\left(X_D - X_C\right)^2 + \left(Y_D - Y_C\right)^2 + \left(Z_D - Z_C\right)^2} \quad (2.129)$$

Координаты x_i, y_i, z_i в *i*-ой точке тангенциального интервала с шагом ΔS_1:

$$x_i = x_{i-1} + \Delta S_1 \cdot sin\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\varphi_{i-1}\ ; \quad (2.130)$$

$$y_i = y_{i-1} + \Delta S_1 \cdot sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\varphi_{i-1}\ ; \quad (2.131)$$

$$z_i = Z_{i+1} + \Delta S_1 \cdot cos\,\alpha_{i-1}. \quad (2.132)$$

Lr_i и φr_i рассчитывается по тем же формулам, что и для дуги.

2.4. Профили многозабойных скважин

2.4.1. Основные положения

Многозабойная скважина (МЗС) состоит из основного ствола и одного или нескольких ответвлений (боковых стволов).

Под конструкцией МЗС понимается совокупность обсадных колонн и оборудования основного и боковых стволов. Конструкция МЗС характеризуется количеством, диаметром и глубиной спуска обсадных колонн и хвостовиков, способом их крепления, а также техническими характеристиками оборудования основного и боковых стволов-ответвлений (БС).

Точка забуривания бокового ствола с текущего забоя совпадает с забоем основного ствола на момент забуривания, а при использовании отклоняющего клина – с верхней частью направляющей поверхности клина.

Схему МЗС определяют профили основного ствола и боковых ответвлений.

Схема МЗС может быть самой различной: БС могут ответвляться от основного ствола на различном расстоянии друг от друга и иметь различные радиусы кривизны, заканчиваться вертикально, наклонно или горизонтально.

Большое разнообразие геолого-технических условий, различное состояние разработки месторождений, условия и способы их эксплуатации требуют применения различных схем МЗС.

Выбор схемы МЗС зависит от мощности продуктивного пласта и его литологической характеристики, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции. Величина радиуса искривления БС и глубина точки их забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкости в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления. Профили основного и БС, их длина и число ответвлений зависят также от степени неоднородности продуктивного пласта, распределения твердости горных пород по глубине, степени устойчивости разреза. Рекомендации на составление проекта МЗС для каждого конкретного месторождения должны выдаваться в результате совокупного рассмотрения указанных геолого-технических условий.

В настоящее время разработано много различных схем МЗС, отличающихся друг от друга формой основного ствола, количеством БС, их профилем и протяженностью.

Основными предпосылками для выбора схемы МЗС, являются геологическая характеристика данного разреза, условия эксплуатации и разработки месторождения, с одной стороны, и технические возможности современного уровня техники и технологии бурения, крепления, освоения и ремонта МЗС - с другой.

МЗС строились преимущественно на нефтяных месторождениях с низким пластовым давлением для доразработки выработанных в значительной степени залежей, для разработки слоистых продуктивных пластов, а также для дегазации угольных пластов и т. п.

Схемы МЗС в общем случае разрабатываются для каждой конкретной залежи отдельно. Поэтому ниже будут изложены только общие подходы к проектированию таких скважин. Для надежной и долговременной эксплуатации МЗС при проектировании должны выполняться технические и технологические требования и ограничения, предъявляемые действующими инструкциями и регламентами к конструкции и параметрам профиля основного и БС. Проектирование МЗС является последовательным процессом выбора схемы МЗС, конструкции, определения вида профиля основного и БС.

Схему МЗС определяют следующие факторы:

- профиль основного ствола;

- положение точек забуривания БС;
- профиль БС.

Типовые схемы МЗС разделяются на разветвленные (рис. 2.38) и многоярусные (рис. 2.39) и радиально-разветвленные (рис. 2.40).

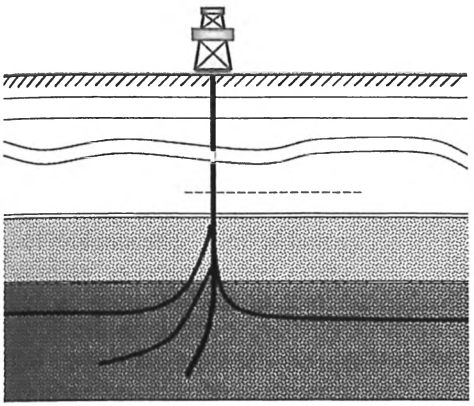


Рис. 2.38. Схема разветвлённой МЗС

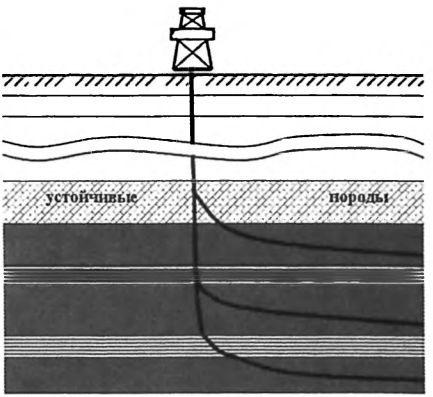


Рис. 2.39. Схема многоярусной МЗС

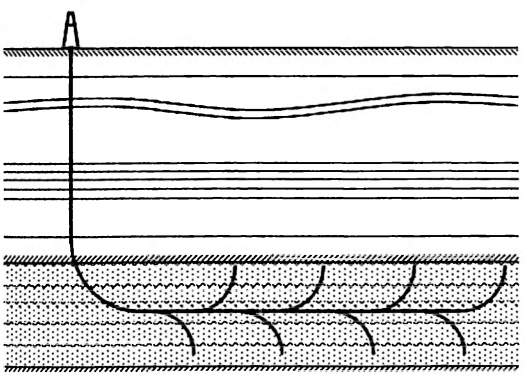


Рис. 2.40. Схема радиально-разветвлённой МЗС

Разветвленные МЗС включают основной ствол и БС точки забуривания которых расположены над продуктивными пластами.

Точки забуривания БС у многоярусных МЗС могут располагаться непосредственно в продуктивном пласте или между продуктивными пластами в многопластовой залежи.

Радиально-разветвленная МЗС – это направленная скважина с горизонтальным стволом, расположенным параллельно или непосредственно в продуктивном пласте, и БС, пробуренными из горизонтального ствола.

2.4.2. Разветвленные многозабойные скважины

Разветвленные МЗС применяются на нефтяных месторождениях с мощностью продуктивных пластов от нескольких метров до нескольких десятков метров, которые залегают горизонтально или с небольшим падением.

Конструкция МЗС такого типа должна предусматривать возможность крепления основного ствола обсадной колонной до глубины на несколько метров выше первого БС.

Если в продуктивном пласте нет интервалов осложнений в виде водопроявлений, поглощений, осыпей и кавернообразований, требующих перекрытия обсадной колонной, то они могут оставаться открытыми. При наличии осложнённых интервалов крепление боковых стволов может быть осуществлено хвостовиками с возможностью проведения ремонта в процессе эксплуатации скважин (рис. 2.41).

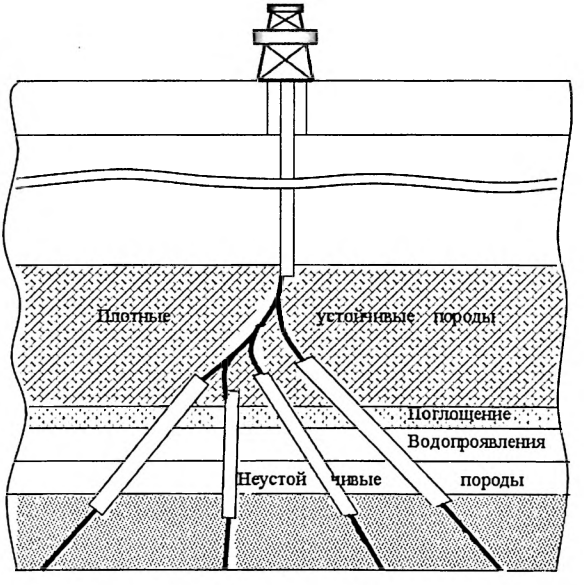


Рис. 2.41. Схема крепления разветвлённой МЗС

В продуктивном пласте большой мощности, представленным чередованием нефтесодержащих песчаников и непроницаемых глин, существует необходимость строительства МЗС по большому радиусу кривизны в целях пересечения нескольких нефтеносных песчаников с последующей их эксплуатацией как единого объекта. Точки забуривания БС следует размещать в устойчивых горных породах, расположенных над продуктивным пластом. Если над продуктивным пластом залегают неустойчивые горные породы, то предусматривается установка цементного моста, с последующим забуриванием с последнего БС.

Горизонтальные БС в МЗС располагают в средней части пласта при напорных режимах эксплуатации. В залежах с гравитационным режимом эксплуатации боковые стволы проектируют по восходящему профилю с подъемом в верхнюю часть пласта в периферийной части контура питания МЗС.

В целях длительной эксплуатации скважины БС следует забуривать как можно ниже статического уровня. Как видно из рис. 2.42, в разветвлённой МЗС все БС расположены ниже статического уровня и выше кровли продуктивного пласта. Устойчивость всего разреза должна обеспечить сохранность, как мест ответвлений, так и самих БС в процессе длительной эксплуатации скважины. Кроме того, сохранение в первоначальной форме мест ответвлений (без развития "желобов" и расширения) позволит в процессе эксплуатации МЗС осуществлять ремонт БС. При такой схеме разветвленной МЗС основной ствол крепится эксплуатационной колонной до точки, расположенной выше верхнего БС. При необходимости нижние интервалы БС могут быть укреплены заранее перфорированными хвостовиками.

Крепление заранее перфорированными хвостовиками целесообразно применять при интенсивном пескопроявлении или когда в разрезе имеются прослои, которые могут осыпаться и создавать "пробки" в стволах.

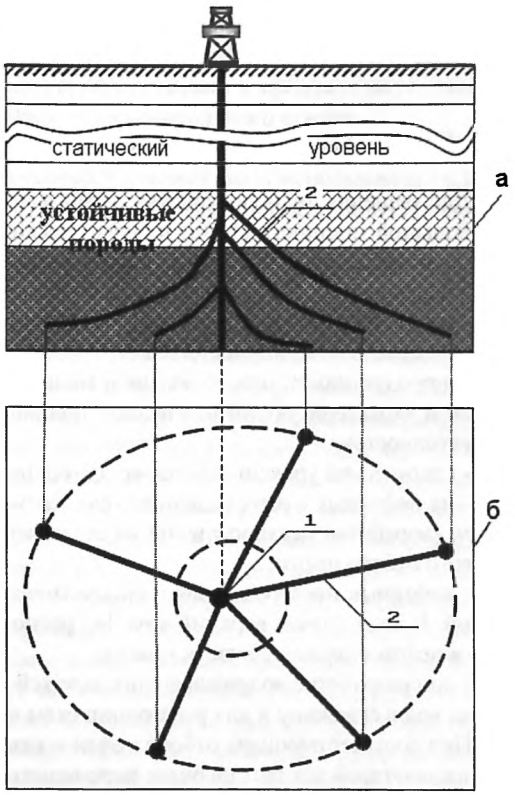


Рис. 2.42. Схема МЗС с пологими боковыми стволами

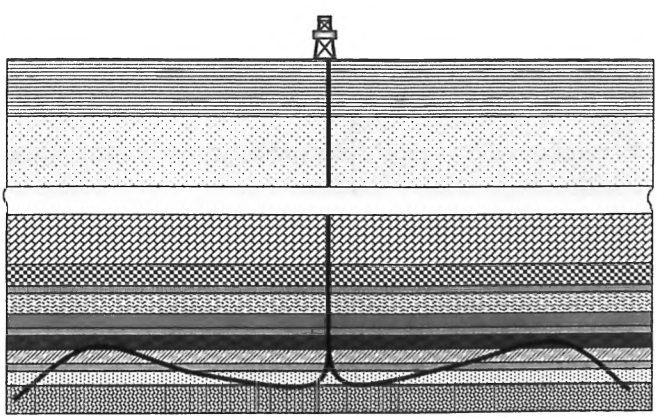


Рис. 2.43. Схема МЗС с волнообразными боковыми стволами

Пологие БС в слоистом пласте должны иметь угол наклона от вертикали не менее 60°. В слоистом или зонально-неоднородном пласте БС в МЗС могут иметь волнообразный профиль (рис. 2.43).

2.4.3. Многоярусные многозабойные скважины

Для решения технологических задач в процессе эксплуатации продуктивных пластов большой мощности (100 м и более) несколько БС в МЗС объединяют в группу, которая называется ярусом. Каждый ярус может содержать до 4 и более БС.

Многоярусные МЗС применяют в случаях:

- месторождения высоковязкой нефти и природных битумов при использовании тепловых методов воздействия на пласт;
- в продуктивном пласте большой мощности, сложенном устойчивыми горными породами и характеризующимися низкой трещиноватостью, имеются области с различной продуктивностью;
- статический уровень пласта находится ниже кровли продуктивного пласта;
- на нефтяных месторождениях при вертикальных схемах вытеснения нефти, а также при разработке месторождений на естественном режиме в целях наиболее полного и быстрого отбора нефти;
- нефтяные месторождения с продуктивным пластом большой мощности и газовой шапкой. В этом случае верхний ярус БС располагают в пределах газовой шапки, а нижний – в нефтесодержащей части пласта;
- при разработке водоплавающих залежей в целях предупреждения прорыва подошвенных вод в скважину и для реализации схем вертикального вытеснения нефти.

При соответствующем отборе нефти и газа можно создать такие условия, при которых газонефтяной контакт не будет перемещаться.

Такой же профиль многоярусной скважины можно использовать на водоплавающих залежах для борьбы с конусами подошвенных вод и для осуществления схем вертикального вытеснения нефти (рис. 2.44).

Многоярусные скважины с пологими БС в каждом ярусе могут быть рекомендованы для разработки продуктивных пластов большой толщины, представленных чередованием слоев нефтеносных песчаников и песков с непроницаемыми слоями глин, мергелей.

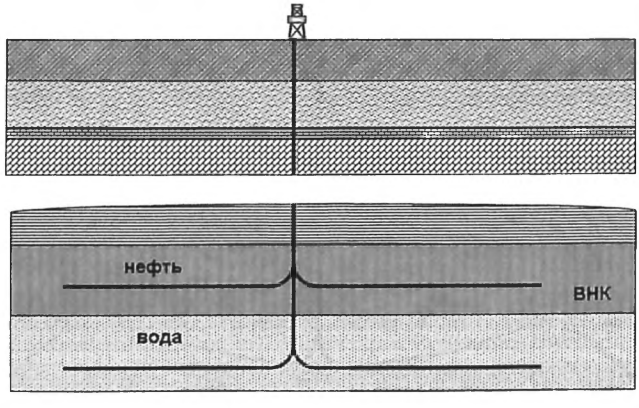


Рис. 2.44. Схема многоярусной МЗС

2.4.4. Радиально-разветвленные многозабойные скважины

Радиально-разветвлённая МЗС – это направленная скважина с горизонтальным стволом, расположенным параллельно или непосредственно в продуктивном пласте, и радиальными ответвлениями, пробуренными из горизонтального ствола.

Для эксплуатации нефтяных месторождений с литологически изолированными залежами, имеющими неравномерную проницаемость, может быть использована радиально-разветвлённая МЗС с пространственно расположенными радиальными ответвлениями (рис. 2.45).

Эксплуатация продуктивных пластов большой мощности может быть осуществлена с помощью радиально-разветвлённой МЗС, основной ствол которой проводится в средней, наиболее продуктивной части продуктивной толщи, а боковые ответвления вскрывают нефтенасыщенные линзы и часто переслаивающиеся нефтенасыщенные слои песчаников изолированные от основной части пласта слоями глин (рис. 2.46*а*).

Значительная часть месторождений России характеризуются низким фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, высокой расчлененностью разреза, пониженными значениями начальной нефтенасыщенности. Если наиболее продуктивной частью пласта является его верхняя часть, в которой размещается нефтеносный слой самой большой толщины, то в таких условиях может быть применена схема радиально-разветвленной МЗС, представленная на рис. 2.46 *б*. Эта схема радиально-разветвленной МЗС лишена недостатков горизонтальных и пологих скважин. Транспортно-дренажный горизонтальный ствол такой МЗС проведен в верхней части пласта в наиболее продуктивном слое, а ответвления вскрывают продуктивный пласт до его подошвы.

Радиально-разветвлённые МЗС могут быть использованы для эксплуатации маломощных (менее 5 м) нефтегазосодержащих пластов, имеющих сложную пространственную форму. Транспортный горизонтальный ствол расположен над кровлей пласта в устойчивых непроницаемых горных породах, а радиальные ответвления вскрывают пласт наклонно или вертикально. При этом радиальные ответвления могут эксплуатироваться совместно или поочередно (рис. 2.46 *в*).

Участки продуктивных пластов без подошвенной воды с газовой шапкой целесообразно вскрывать радиально-разветвленной МЗС, у которой транспортно-дренажный ствол проводится в нижней части продуктивной части пласта, а боковые ответвления вскрывают верхнюю часть продуктивной толщи до газонефтяного контакта (рис. 2.46 *г*).

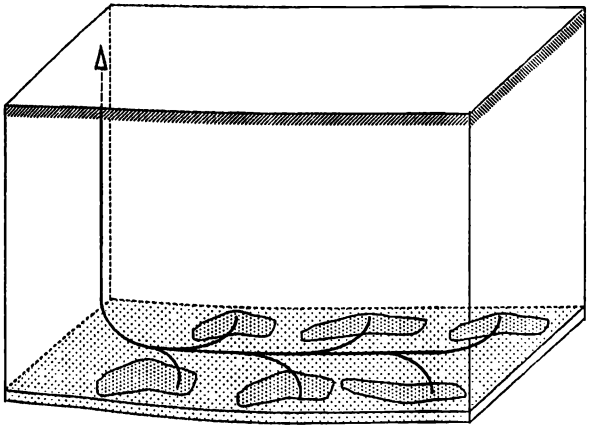


Рис. 2.45. Схема радиально-разветвленной МЗС для эксплуатации литологически изолированных залежей

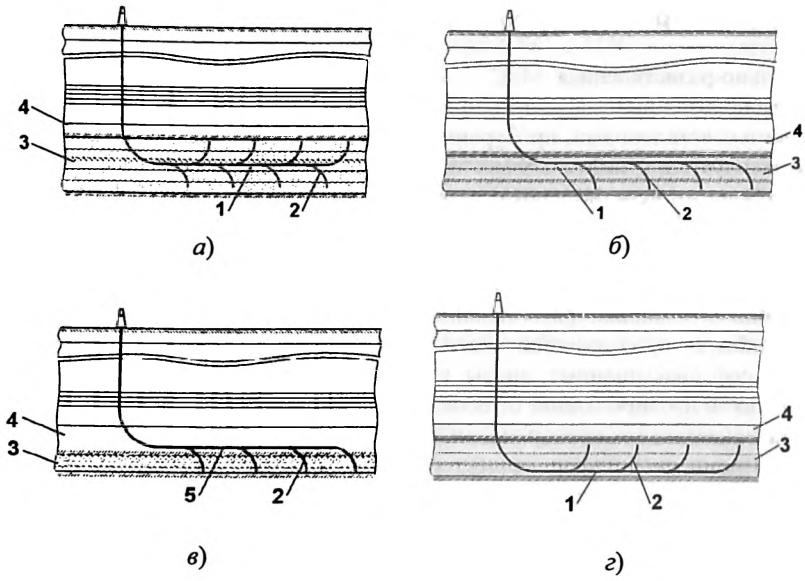


Рис. 2.46. Схемы радиально-разветвлённой МЗС. 1- транспортно-дренажный горизонтальный ствол; 2 – боковое ответвление; 3 – продуктивный пласт; 4 – покрышка пласта; 5 – транспортный горизонтальный ствол

Каждый из указанных выше типов МЗС может быть применен для других целей, например, для разрезания залежи при использовании в качестве нагнетательных скважин при блочном заводнении, для изоляции водоплавающих частей залежей и нефтяных зон нефтегазовых месторождений.

Специальные системы разработки с применением радиально-горизонтальных скважин с тепловым воздействием на пласт могут быть при определенных условиях хорошей альтернативной шахтной и термошахтной разработке высоковязкой нефти.

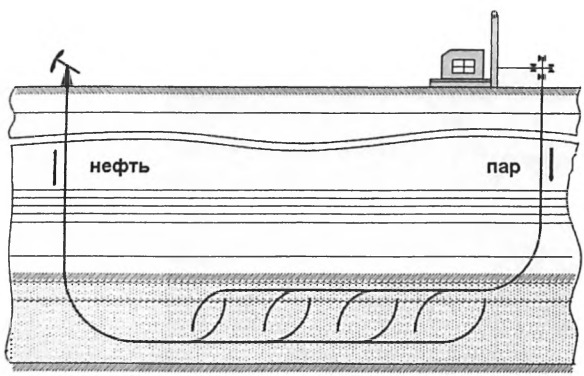


Рис. 2.47. Схема паротеплового воздействия на пласт

Горизонтальные и пологие ответвления, пробуренные из основного горизонтального ствола МЗС, могут быть исходными элементами для новых более эффективных подземно-поверхностных систем эксплуатации. Перспективные схемы таких МЗС разработали учёные (А.А. Боксерман, А.Т. Горбунов, В.П. Табаков) ВНИИнефть в рамках выполнения работы [65].

На рис. 2.47 представлена схема МЗС для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью. Ради-

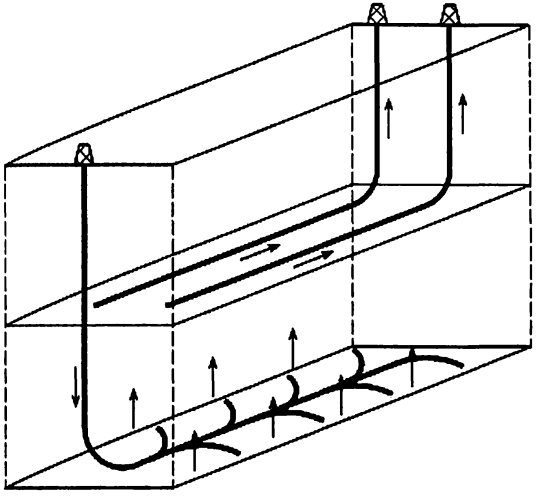


Рис. 2.48. Схема для вертикального вытеснения нефти

альные ответвления размещены в вертикальной плоскости. Такая схема МЗС может быть использована для нефтяных залежей, имеющих большую (более 50 м) мощность. Возможны два варианта применения этой схемы: закачка теплоносителя осуществляется сверху вниз, как это показано на схеме и снизу вверх.

Схема нагнетательной МЗС для вертикального вытеснения нефти к горизонтальным эксплуатационным скважинам показана на рис. 2.48. Данную схему МЗС целесообразно применять в нефтяных пластах большой мощности с подошвенной водой.

Схема МЗС для паротеплового воздействия на пласт небольшой мощности с высоковязкой нефтью показана на рис. 2.49. Радиальные ответвления нагнетательной и эксплуатационной МЗС расположены в горизонтальной плоскости, причем радиальные ответвления нагнетательной МЗС располагаются между радиальными ответвлениями эксплуатационной МЗС.

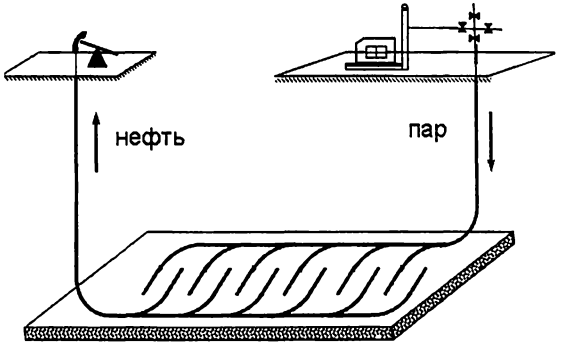


Рис. 2.49. Схема для паротеплового воздействия на пласт небольшой мощности

Для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью большой мощности радиально-горизонтальные МЗС расположены в кровельной и подошвенной части пласта. В среднюю часть пласта через нагнетательные горизонтальные скважины закачивается пар. В качестве нагнетательной скважины может быть использована МЗС (рис. 2.50).

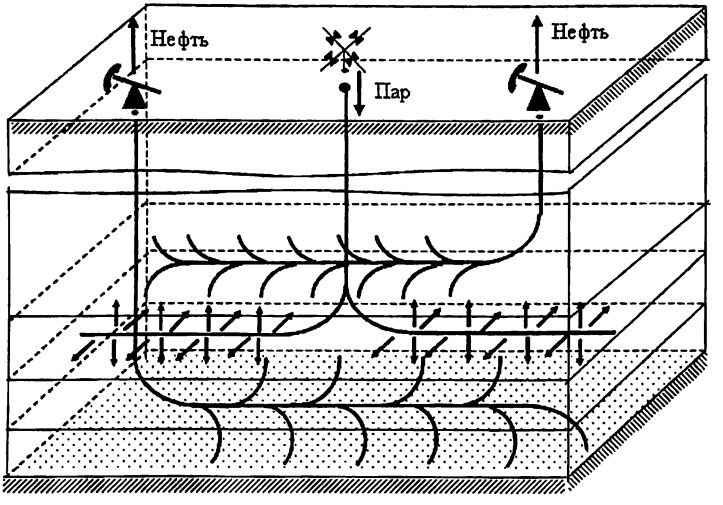


Рис. 2.50. Схема паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью большой мощности

2.4.5. Проектирование профиля основного ствола многозабойной скважины

Для того, чтобы БС достигли проектных параметров пересечения с продуктивными пластами, профиль основного ствола должен являться составной частью общего плана МЗС. Основной ствол может быть вертикальным, наклонно направленным с наклонным или горизонтальным завершающим участком.

Основной ствол МЗС состоит из направляющей части, включающей все участки профиля от устья скважины до точки с заданными координатами, которая расположена над кровлей или непосредственно в нефтегазосодержащем пласте, и завершающего горизонтального участка.

Профиль направляющей части основного ствола МЗС выбирается и проектируется с учетом:

- возможности размещения заданного количества точек забуривания боковых ответвлений в прямолинейном участке профиля через заданные интервалы;
- установленных ограничений на зенитный угол основного ствола МЗС в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования;
- геологических и технологических особенностей проводки скважины;
- обеспечения эффективной очистки ствола от шлама в процессе бурения.

Для основного ствола целесообразно использовать плоскостной тип проектного профиля, так как он обеспечивает:

- минимальную длину профиля;
- простую технологическую схему проводки основного ствола;
- минимальный износ обсадной колонны основного ствола.

Проектирование профиля основного ствола МЗС заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимого для расчета геометрии профиля комплекса параметров, включающего:

- проектные значения глубины и смещения основного ствола МЗС от вертикали;
- длину вертикального участка;
- значения предельных радиусов кривизны и зенитных углов в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования и на проектной глубине.

При проектировании МЗС, у которых основной ствол пересекает интервалы неустойчивых горных пород, а также горных пород склонных к образованию желобных выработок, следует также минимизировать зенитный угол в интервале залегания таких горных пород.

Интервал забуривания БС в целях повышения точности ориентирования отклонителя целесообразно располагать в вертикальной или наклонной части основного ствола с зенитным углом свыше 5°.

Расчёт параметров профиля основного ствола МЗС может быть проведен с использованием методик расчёта профиля наклонно направленной или горизонтальной скважины.

2.4.6. Порядок размещения точек забуривания боковых ответвлений в основном стволе

Положение точки забуривания ответвлений определяется координатами основного ствола МЗС. Положение точки забуривания БС в МЗС определяется также его порядком, уровнем и подуровнем. Порядок разветвления ствола характеризует положение точки забуривания БС по отношению к основному стволу МЗС, порядок которого является нулевым. БС, забуриваемые из основного ствола, являются стволами первого порядка. Стволы, забуриваемые из стволов первого порядка, являются стволами второго порядка.

Уровень точки забуривания БС определяет её положение по длине основного ствола.

Минимальное расстояние между точками забуривания ответвлений зависит от конструкции скважины, способа заканчивания БС, параметров технических средств, используемых при бурении и эксплуатации МЗС. Минимальное расстояние от кровли продуктивного пласта до точки забуривания БС принимается в пределах 50÷80 метров, что необходимо для установки оборудования для заканчивания ответвлений.

При забуривании БС из открытого основного ствола без обсаживания боковых стволов хвостовиками минимальное расстояние между точками забуривания определяется требованием размещения отклоняющей КНБК в прямолинейном основном стволе МЗС.

При креплении БС хвостовиками минимальные расстояния между устьями увеличиваются до 30 м для долот диаметром 295.3 мм и 25 м - для долот диаметром 215.9 мм. При забуривании БС из обсадной колонны основного ствола в целях размещения оборудования по заканчиванию и эксплуатации ответвлений, а также проведению ремонтных операций расстояние между устьями БС должно быть увеличено до 50÷80 м.

По результатам инклинометрии, проведенной в эксплуатационной колонне, проводится расчёт координат точек забуривания каждого уровня, которые являются исходными данными для расчёта профиля БС. Точки забуривания БС второго порядка устанавливаются на основании результатов бурения БС первого порядка.

2.4.7. Классификация соединений основного ствола скважины с боковым ответвлением

Для выбора конструкции соединения основного ствола с боковым ответвлением разработана международная классификационная матрица, определяющая уровни сложности БС, которая позволяет [130]:

– привести в соответствие тип крепления БС и технологию бурения;

– улучшить степень сравнения сложности бурения скважин на различных месторождениях;

– определить рекомендации и требования к эксплуатации МЗС.

Классификация по назначению состоит из двух разделов: «Описание скважины» и «Описание соединения» и позволяет получить более подробную техническую информацию о скважине. Классификация предназначена для уточнения важнейших требований при проектировании БС и МЗС. В скважине с двумя и более ответвлениями описывается каждое соединение в направлении снизу вверх.

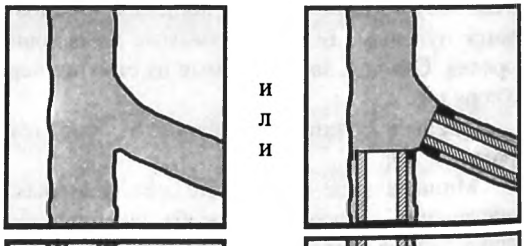
Первый показатель состоит из одной цифровой характеристики, описывающей технологические параметры типа разветвления (рис. 2.51).

Тип 1 – основной и БС не имеют крепления обсадными трубами или в каждом стволе установлен хвостовик.

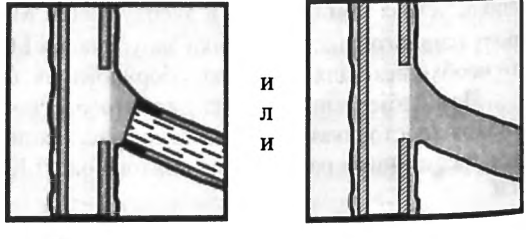
Тип 2 – основной ствол обсажен, а БС имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром).

Тип 3 – основной ствол закреплён обсадной колонной, а БС обсажен без цементирования (возможно крепление у точки разветвления без цементирования).

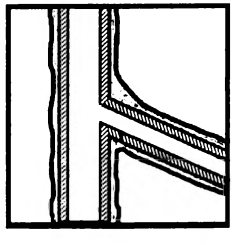
1. Открытый не зацементированный многоствольный стык.
Основной и боковой стволы не обсажены или в каждом стволе может быть подвешен хвостовик.



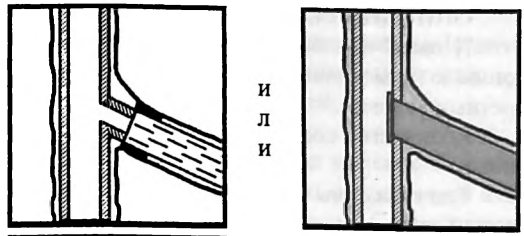
2. Основной ствол обсажен и зацементирован. Открытый боковой ствол.
Боковой ствол не обсажен или в открытом стволе может быть подвешен хвостовик.



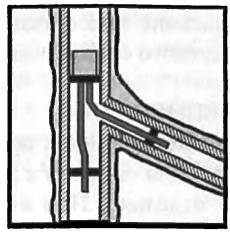
3. Основной ствол обсажен и зацементирован. Боковой ствол обсажен, но не зацементирован.
Хвостовик бокового ствола крепится в основном стволе с помощью "подвесного устройства", но не зацементирован.



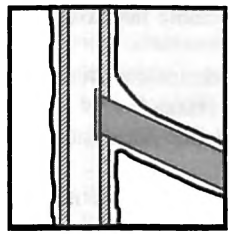
4. Основной и боковой стволы зацементированы и обсажены.
Оба ствола зацементированы на участке соединительного узла.



5. Герметичный стык, достигаемый в процессе заканчивания.



6. Герметичный стык, достигаемый в процессе установки обсадной колонны.



7. Скважинный разветвитель.
Основной ствол большого диаметра с двумя одинаковыми боковыми стволами, меньшего диаметра.

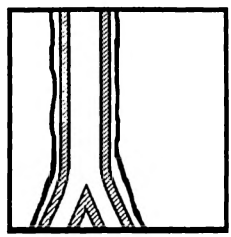


Рис. 2.51. Конструкции соединения основного ствола с боковым ответвлением

Тип 4 – основной и БС обсажены и зацементированы, в БС может быть расположен хвостовик с фильтром.

Тип 5 – герметичное соединение основного и БС достигается в процессе заканчивания. Технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров.

Тип 6 – герметичное соединение основного и БС достигается в процессе установки обсадной колонны. Основной ствол обсажен и зацементирован, а БС обсажен без цементирования.

Тип 7 – основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи.

Второй показатель состоит из представленных буквенной и цифровой характеристик, описывающих скважину в соответствии с технологическим оборудованием для добычи и нагнетания.

ОПИСАНИЕ СКВАЖИНЫ:

"Новая" или бездействующая скважина. Выбор способа выхода из обсадной колонны и герметичности стыка по давлению, должны решаться в зависимости от конкретных условий.

Количество соединительных узлов – фактор при оценке степени сложности скважины.

Тип скважины – добывающая – с механизированной добычей или без механизированной добычи, нагнетательная или многоцелевая.

Тип заканчивания – описание заканчивания над эксплуатационным пакером, который определят тип необходимого оборудования для стыка.

ОПИСАНИЕ СОЕДИНЕНИЯ:

Связность - в двуствольных скважинах используется тот же показатель, что и при классификации по сложности. Для скважин с двумя и более ответвлениями каждое соединение классифицируется отдельно. При необходимости герметичности "по давлению" этот показатель также учитывается.

Уровень доступа – описание необходимого уровня доступа для повторного входа в боковой ствол.

Управление дебитом – описание степени контроля за добычей или потоком нагнетаемой жидкости через узел стыка.

Перед показателем имеется указание на тип самой скважины (новая – тип N, восстанавливаемая – тип E):

Тип PA – добыча с применением насосного оборудования (при бурении новых скважин).

Тип PN – добыча с использованием естественного режима (при бурении новых скважин).

Тип IN – нагнетание (при восстановлении скважин).

Тип MP – многоцелевые (при восстановлении скважин).

Технологическое оборудование может различаться по способу заканчивания МЗС, например:

- одновременная добыча из всех ответвлений;
- раздельная добыча из ответвлений;
- добыча с применением концентричной колонны труб.

Для характеристики технологического оборудования точки разветвления по возможности повторного вхождения в продуктивный пласт или ремонтных работ по восстановлению продуктивности, используются следующие обозначения:

Тип NR – без возможности повторного входа в пласт.

Тип PR – с возможностью повторного входа в пласт при использовании подвесного оборудования.

Тип TR – с возможностью повторного входа в пласт при использовании предварительно вырезанных «окон» в обсадных трубах или колонны НКТ.

Для характеристики технологического оборудования, применяемого для контроля притока из продуктивного пласта и нагнетания в продуктивный пласт, используются следующие типы:

Тип NON– без контроля притока/нагнетания.

Тип SEL – с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответвлений (при наличии сетчатого хвостовика на точке разветвления или системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов).

Тип SEP – с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответв-

лений (при наличии системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов),

Типы KEM и RMC – соответственно с дистанционным наблюдением за притоком/нагнетанием и с дистанционным управлением и контролем притока/нагнетания.

Конкретная схема может иметь сочетание указанных показателей.

Например, TAML 2; N-1-PN-S/2-TR-SEL.

Наименования и цифры, приведенные в классификации способов крепления БС, отражают характеристики скважины. Данная система крепления ствола относится ко второму уровню сложности. Основной ствол обсажен и зацементирован, а БС не обсажен; или в нем может быть подвешен заранее перфорированный хвостовик (фильтр). Формула N-1-PN-S/2-TR-SEL означает, что скважина является новой (N), с одним соединительным узлом (1), добывающая (P) на естественном режиме притока (N) с заканчиванием одного ствола (S). Стык: основной ствол обсажен и зацементирован (2) с возможностью повторного выхода в БС через НКТ (TR)и избирательной добычей (SEL).

Существуют системы заканчивания NAML, DSML и LRS, каждая из которых имеет отличительные особенности.

Система NAML (так называемая «система без доступа к ответвлениям при ремонтных работах») является комбинацией обычного оборудования для контроля притока флюида из продуктивного пласта, включая ответвления основного ствола. Эта система состоит из двух пакеров – нижнего и верхнего – разделяющих ответвления от основного ствола, и позволяет осуществлять выборочную эксплуатацию БС. Данная конструкция не может обеспечить проведение ремонтных работ, поэтому необходимо извлекать систему на поверхность.

Система DSML (так называемая «система с двойной колонной труб») представляет собой систему с сочетанием трех пакеров, первый из которых расположен в БС, а второй и третий – в основном стволе соответственно выше и ниже точки разветвления. Эта система позволяет гидравлически полностью изолировать БС от основного ствола.

Особенностью данной системы крепления является обеспечение возможности ремонтных работ в любом из существующих БС при использовании обычных технологических операций и технических средств, а также наличие устройств контроля притока пластового флюида из каждого БС при стандартных типоразмерах фонтанной арматуры. При применении данной системы возможно проводить операции по кислотной обработке продуктивного пласта.

Система LRS (так называемая «система повторного входа в продуктивный пласт») является развитием системы NAML, в ней обеспечивается доступ через «окна» в обсадных трубах к БС. Подобно системе NAML, указанная система имеет верхний и нижний пакеры, обеспечивающие изоляцию основного ствола скважины от БС, срабатывающие при повышении давления. Особенностью данной системы является наличие специальных «окон» в колонне труб, позволяющих производить ремонтные работы в отдельных БС с помощью колонны НКТ или кабельных систем. Вызов притока или нагнетание в БС также производятся с использованием колонны НКТ и специальных муфт. Изоляция основного ствола от отдельных ответвлений осуществляется срезанием колонны НКТ заглушек «окон» для повторного доступа.

2.5. Ограничения, накладываемые на параметры профиля наклонной и горизонтальной скважины

2.5.1. Профили горизонтальных скважин с минимальным шламонакоплением.

Исследованиями установлено, что при бурении горизонтальных скважин в диапазоне изменения зенитного угла от 0° до 90° существуют критические значения зенитных углов, зависящих в основном от параметров профиля скважины, реологии промывочной жидкости, типа КНБК и характера её движения в стволе скважины, режима бурения, а также ряда других факторов, которые определяют характер движения шлама в стволе скважины и качество его очистки:

$\alpha_{скв1}$ – зенитный угол ствола скважины, начиная с которого частицы шлама перестают равномерно распределяться в затрубном пространстве.

$\alpha_{скв2}$ - зенитный угол ствола скважины, начиная с которого частицы шлама не только имеют тенденцию накапливаться в нижней части сечения затрубного пространства, но и скользят вниз по стволу скважины в потоке промывочной жидкости, проходящего с уменьшенной скоростью.

$\alpha_{скв3}$ - зенитный угол ствола скважины, начиная с которого тенденция к скольжению (сползанию) шлама вниз по стволу исчезает полностью.

По мере увеличения зенитного угла от $\alpha_{скв2}$ до $\alpha_{скв3}$ тенденция сползания шлама проходит через максимум, а затем снижается и исчезает.

Указанные критические зенитные углы ствола скважины определяют четыре диапазона, в которых частицы шлама ведут себя по-разному в восходящем потоке промывочной жидкости.

Первый диапазон – от 0° до $\alpha_{скв1}$ ($10°<\alpha_{скв1}<30°$), характеризующийся эффективным выносом шлама потоком жидкости без его накопления в стволе скважины.

Второй диапазон - от $\alpha_{скв1}$ до $\alpha_{скв2}$ ($30°<\alpha_{скв2}<45°$).

В этом диапазоне равномерное распределение частиц шлама в затрубном пространстве начинает нарушаться и концентрация шлама в нижней части сечения затрубного пространства повышается по сравнению с верхней частью.

Третий диапазон - от $\alpha_{скв2}$ до $\alpha_{скв3}$ ($30°< \alpha_{скв2} <45°$), ($55°< \alpha_{скв3} <70°$).

В этой зоне практически все частицы шлама имеют тенденцию к образованию осадка в нижней части сечения затрубного пространства, который сползает вниз против течения жидкости.

Четвертый диапазон - от $\alpha_{скв3}$ ($55°< \alpha_{скв3} <70°$) до 90°.

В этом диапазоне зенитных углов происходит осаждение шлама на нижней сечения части затрубного пространства, но тенденция сползания шлама против течения жидкости исчезает.

Величина критических углов и соответствующих им диапазонов регулируется подбором системы промывочной жидкости, её реологией, режимом промывки и бурения, применением соответствующих КНБК.

При выборе и проектировании профиля горизонтальных скважин в целях улучшения очистки ствола от шлама следует соблюдать следующие технологические мероприятия.

1. Использовать, если позволяют геологические, технологические и условия бурения, профили с малым или средним радиусом искривления.

В этом случае третий диапазон зенитных углов ($\alpha_{скв2} – \alpha_{скв3}$) будет минимальным,

что сократит поступление шлама в нижний интервал ствола скважины.

2. Избегать применения профиля с длинными участками стабилизации или малоинтенсивного увеличения зенитного угла в пределах критических углов $\alpha_{скв2} - \alpha_{скв3}$ (третий диапазон).

При остановке циркуляции промывочной жидкости шлам, находящийся в состоянии нестабильного равновесия на нижней стенке ствола скважины, может внезапно сместиться на КНБК и вызвать прихват бурильной колонны.

3. Переход от $\alpha_{скв2}$ к $\alpha_{скв3}$ осуществлять ниже интервала стабилизации или малоинтенсивного увеличения с зенитным углом меньше $\alpha_{скв2}$ с помощью забойного двигателя-отклонителя по среднему и малому радиусам искривления (см. п. 1).

4. При бурении скважин с большим смещением ствола от вертикали интервал зенитных углов $\alpha_{скв2} - \alpha_{скв3}$ реализуется забойным двигателем-отклонителем с последующим его перекрытием обсадной колонной. При этом дальнейшее бурение нижележащих интервалов скважины осуществляется при зенитном угле $\alpha > \alpha_{скв3}$.

5. При проектировании горизонтального участка скважины по дуге окружности, либо волнообразного, необходимо избегать их реализацию в области зенитных углов $\alpha_{скв2} - \alpha_{скв3}$ (диапазон 3).

Выбор типа профиля горизонтальной скважины с минимальным шламонакоплением проводится в соответствии с разделом 2.2.1 и 2.2.2, исходя из следующих положений.

Профиль 1. Данный профиль рекомендуется для бурения горизонтальных скважин по малому радиусу искривления (рис. 2.29), т.к. в этом случае обеспечивается минимальная длина ствола скважины, расположенного в третьем диапазоне (интервал критических зенитных углов $\alpha_{скв2} - \alpha_{скв3}$).

Профиль 2. Профиль является модификацией профиля 1 для расширения его возможностей по смещению ствола скважины от вертикали. При этом, величина R_1 выбирается в диапазоне больших радиусов искривления ствола скважины (см. рис. 2.29) при $\alpha_1 < \alpha_{скв2}$, а величина R_2 – в диапазоне средних или малых радиусов искривления при $\alpha. \geq \alpha_{скв2}$.

Профиль 3. Профиль используется, как правило, при бурении кустовых горизонтальных скважин в широком диапазоне отклонений от вертикали направляющего участка профиля. Значения R_1 выбираются в диапазоне больших радиусов искривления с конечным значением $\alpha_1 < \alpha_{скв2}$ с последующей стабилизацией указанного зенитного угла на тангенциальном интервале профиля. Значения R_3 выбираются в диапазоне малых и средних радиусов искривления ($\alpha \geq \alpha_{скв3}$).

Профиль 4. Профиль является развитием профиля вида 3 и применяется для расширения возможности управления зенитным углом ствола скважины с целью повышения точности выведения направляющего участка профиля в заданную точку продуктивного горизонта. При этом, значения R_1 выбираются в диапазоне больших радиусов искривления при конечном значении зенитного угла $\alpha_1 < \alpha_{скв2}$ и последующей его стабилизацией на тангенциальном интервале. Величина R_3 выбирается в пределах среднего радиуса искривления для минимизации длины ствола в диапазоне критических зенитных углов $\alpha_{скв2} - \alpha_{скв3}$ (зона 3), а значения R_4 – в диапазоне средних или больших радиусов искривления при $\alpha > \alpha_{скв3}$.

Профиль 5. Профиль является модификацией профиля вида 2 и применяется с целью расширения возможностей управления зенитным углом ствола скважины и обеспечения точного попадания забоя в заданную точку продуктивного горизонта. Значения R_1 выбираются в диапазоне больших радиусов искривления при $\alpha_1 < \alpha_{скв2}$. Значения R_2 с целью уменьшения длины диапазона 3 (в интервале критических зенитных углов $\alpha_{скв2} - \alpha_{скв3}$) целесообразно выбирать в диапазоне средних радиусов искривления, а значения R_3 (при $\alpha_{скв2} \geq \alpha_{скв3}$) – в диапазоне больших или средних радиусов искривления.

Вид горизонтального участка профиля (рис. 2.26) выбирается на основе анализа литологического состава, характера и степени фациальных изменений горных пород продуктивного пласта, его эксплуатационных характеристик.

Протяженность и форма горизонтального участка окончательно выбирается после бурения и пробной эксплуатации скважины на конкретном месторождении (площади).

Расчет профиля горизонтальной скважины (направляющей части профиля и горизонтального участка) проводится в соответствии с методикой расчета, приведенной в разделе 2.2.2.1.

Расчет сил сопротивления (нагрузка на крюке и долоте) при движении бурильной колонны в стволе скважины и оптимизация профиля горизонтальной скважины в рамках приведенных выше ограничений проводится по методике, изложенной в разделе 2.1.3.

Процесс очистки ствола скважины от шлама в процессе бурения должен базироваться на технологических и технических мероприятиях, обеспечивающих минимальное шламонакопление и эффективное продвижение шлама к устью скважины.

При бурении скважин с горизонтальным участком в продуктивном пласте для очистки ствола скважины необходимо предусмотреть следующие основные технико-технологические мероприятия:

- реологические свойства бурового раствора, допускающие возможность турбулентного режима течения;
- конструкцию КНБК, создающую минимальные гидравлические сопротивления;
- ограничение механической скорости проходки в интервалах интенсивного шламонакопления;
- максимально допустимую плотность бурового раствора;
- возможность вращения бурильной колонны при проходке интервала интенсивного шламонакопления;
- промывку ствола скважины перед подъемом бурильной колонны с одновременным ее вращением;
- оснащение буровой установки силовым вертлюгом.

2.5.2. Минимальная длина вертикального участка профиля

При бурении наклонных скважин с большим смещением забоя для обеспечения необходимой нагрузки на долото длина вертикального участка профиля должна быть максимальной. С другой стороны, для того чтобы уменьшить зенитный угол наклонно-прямолинейного участка профиля целесообразно начинать искривление ствола в непосредственной близости от устья скважины. При этом возникает вопрос о длине вертикального участка профиля скважины, при котором, можно производить спуск кондуктора и жёстких обсадных колонн большого диаметра в искривленный ствол под собственным весом.

Расчетная схема взаимодействия обсадной колонны с искривленным стволом скважины представлена на рис. 2.52.

Без деформации колонна обсадных труб может быть спущена в искривленный ствол скважины до точки В. При этом реакция стенки скважины имеет максимальную величину. Уравнение моментов сил, действующих на часть А-В обсадной колонны, можно записать в следующем виде:

$$G \cdot \frac{L^2}{R} - \mu \cdot G \cdot \frac{L^3}{R^2} = \frac{EJ}{R} \qquad (2.133)$$

где L – длина участка А-В обсадной колонны, м;
R – радиус кривизны искривленного интервала ствола скважины, м;
G – вес колонны обсадных труб, кН;
P – нормальная реакция стенки ствола скважины, кН;
EJ – жесткость обсадной колонны на изгиб, кН·м^2;
μ – коэффициент трения;
D – диаметр скважины, м;
d – диаметр обсадной колонны, м.

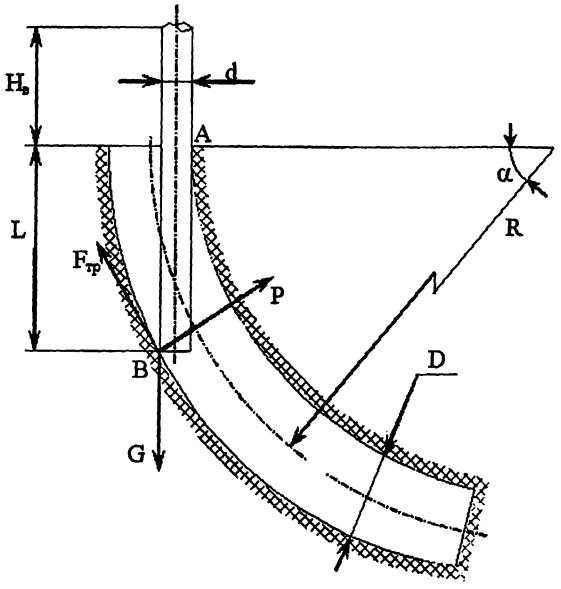


Рис. 2.52. Расчетная схема взаимодействия обсадной колонны со стволом скважины

Длина L определяется из выражения:

$$L = \sqrt{2 \cdot R \cdot (D - d)} \tag{2.134}$$

На основании уравнения (2.133) и зависимости (2.134) получаем математическое выражение для определения минимальной длины вертикального участка профиля наклонно направленной скважины:

$$H_в = \frac{EJ}{2q \cdot (D-d) \cdot \left[R - \mu \cdot \sqrt{2R \cdot (D-d)}\right]} - \sqrt{2R \cdot (D-d)} \tag{2.135}$$

где q – вес одного метра обсадной колонны, кН/м.

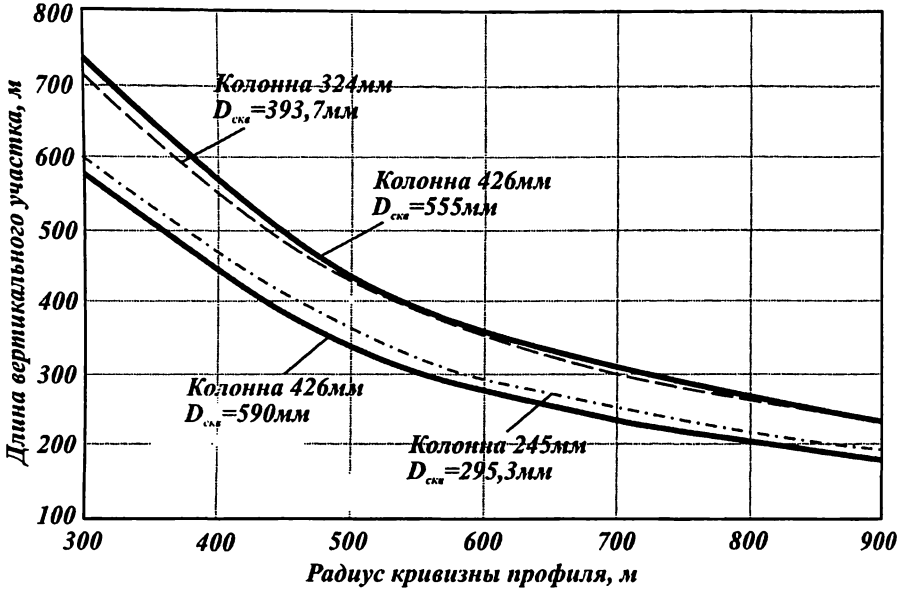


Рис. 2.53. Зависимость длины вертикального участка профиля от радиуса кривизны участка начального искривления для обсадных колонн диаметром 426 мм, 324 мм и 245 мм

На рис. 2.53 представлены зависимости длины вертикального участка профиля, при которой обеспечивается спуск обсадной колонны в искривленный ствол скважины под собственным весом.

Из графиков (рис. 2.53) следует, что для скважин с радиусом кривизны участка начального искривления ствола свыше 800 м условие спуска обсадной колонны обеспечивается при длине вертикального участка профиля 250 м практически для всех используемых в качестве кондуктора размеров обсадных труб.

Необходимо отметить, что в соответствии с формулой (2.135) при увеличении диаметра ствола скважины за счёт увеличения длины L существенно облегчается спуск обсадной колонны в искривленный ствол. Таким образом, при проектировании скважин с большим радиусом кривизны минимальная величина последнего ограничивается только условиями прочности обсадных и бурильных колонн, которые определяются в результате прочностного расчета по известным методикам [38].

2.5.3. Минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины

Если искривленный участок ствола скважины расположен в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования, то в целях обеспечения его надежной и долговременной его работы радиус кривизны данного участка ограничивается некоторой минимальной величиной. В соответствии с инструкциями [27, 28, 29], регламентирующими проектирование, строительство и эксплуатацию наклонно направленных скважин в нефтегазовой отрасли минимальная величина радиуса кривизны ствола скважины в данном интервале не должна быть меньше 384 м, а в не-

которых районах 286 м, что соответствует диапазону интенсивности искривления ствола скважины 1.5...2.0 град. на 10 м.

Ниже интервала размещения внутрискважинного оборудования в соответствии с действующими отраслевыми инструкциями допустимая интенсивность искривления ствола равна 2.5° на 10 м проходки. Такая интенсивность искривления ствола скважины позволяет беспрепятственно спускать в скважину промежуточные и эксплуатационные колонны, испытатели пластов, пакеры, различные геофизические приборы и устройства.

При проектировании и строительстве типовых эксплуатационных наклонно-направленных скважин необходимо придерживаться установленных предельных величин радиуса кривизны ствола скважины.

Выбор минимально допустимого радиуса кривизны ствола скважины является актуальным при проектировании горизонтальных, многозабойных и боковых стволов. При выборе минимально допустимого радиуса кривизны ствола для таких скважин следует исходить из следующих основных положений.

1. Если спускаемое в скважину устройство не допускает деформации, то минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины определяется из условия его прохождения через искривленный участок как абсолютно жёсткой системы.

2. Если устройство допускает принудительный спуск через искривленный ствол скважины при деформации, то минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины определяется из условий:

- предупреждения остаточных деформаций;
- прохождение через искривленный участок скважины под собственным весом или весом части бурильной колонны;
- предупреждения образования желобов и протирания обсадных колонн.

Для расчета минимально допустимого радиуса кривизны ствола скважины необходимо знать геометрические и жесткостные характеристики спускаемых в скважину устройств, диаметр ствола скважины, а также физико-механические свойства горной породы.

Расчет предельного значения радиуса кривизны ствола скважины производится в следующем порядке.

Сначала рассчитывается минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины для забойных двигателей, самых жестких систем спускаемых в скважину. Затем производится расчет минимально допустимого радиуса кривизны ствола скважины при условии нормальной эксплуатации бурильных и обсадных труб. После чего определяется минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины, позволяющий беспрепятственно спускать и извлекать инструмент и оборудование для испытания или эксплуатации скважины.

Если искривленный участок ствола скважины расположен в интервале залегания горных пород, способствующих образованию желобных выработок в стенке ствола скважины, то расчет минимально допустимого радиуса кривизны производится исходя из величины допустимой силы давления замка бурильной трубы на стенку ствола скважины.

Минимальную величину радиуса кривизны ствола скважины из ряда полученных значений следует считать допустимым минимальным радиусом кривизны, который должен учитываться при проектировании и расчете проектного профиля ствола скважины.

При проводке горизонтальных скважин применяются короткие, односекционные гидравлические забойные двигатели. Это обстоятельство должно быть учтено при определении допустимого радиуса кривизны ствола скважины.

Если для бурения скважины применяются односекционные или многосекционные забойные двигатели с шарнирно связанными между собой секциями, то допустимый

радиус кривизны для свободного прохождения системы долото-забойный двигатель через искривленный участок скважины производится по приближённым формулам.

1. Минимальный радиус (R) кривизны ствола скважины для забойного двигателя с долотом (рис. 2.54):

$$R = \frac{L^2}{5.84 \cdot (D - d)}, \tag{2.136}$$

где L - длина секции забойного двигателя с долотом, м;
D - диаметр ствола скважины, м;
d - диаметр забойного двигателя, м.

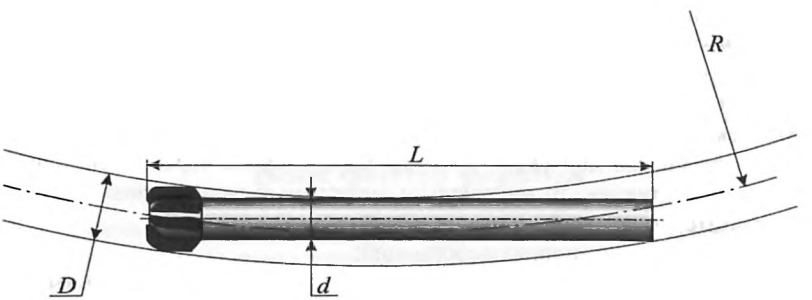


Рис. 2.54. Секция забойного двигателя с долотом

2. Минимальный радиус (R) кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с долотом и центратором, расположенным в верхней части (рис. 2.55):

$$R = \frac{L^2}{3 \cdot D - 2 \cdot D_ц - d + 2 \cdot \sqrt{2 \cdot (D - d) \cdot (D - D_ц)}}. \tag{2.137}$$

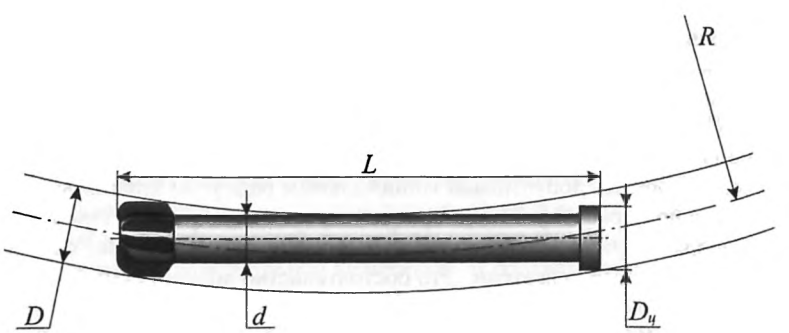


Рис. 2.55. Секция забойного двигателя с долотом и центратором в верхней части

3. Минимальный радиус (R) кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с центратором (рис. 2.56):

$$R = \frac{L \cdot l \cdot (L - l)}{L \cdot (D - D_{ц}) + l \cdot (D - d)}. \qquad (2.138)$$

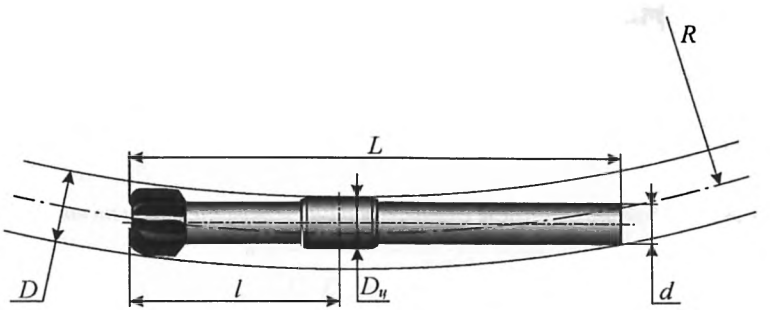


Рис. 2.56. Секция забойного двигателя с центратором

4. Минимальный радиус (R) кривизны ствола скважины для верхней секции забойного двигателя (рис. 2.57):

$$R = \frac{L^2}{8 \cdot (D - d)} \qquad (2.139)$$

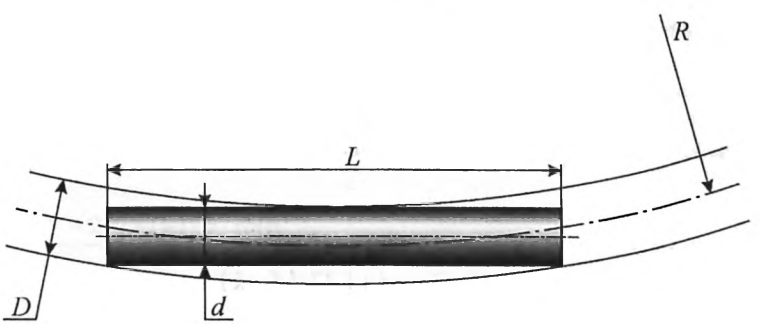


Рис. 2.57. Секция забойного двигателя

5. Минимальный радиус (R) кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с центраторами, расположенными по его концам (рис. 2.58):

$$R = \frac{L^2}{4 \cdot (2 \cdot D - D_{ц} - d)}, \qquad (2.140)$$

где $D_{ц}$ - диаметр центраторов, м.

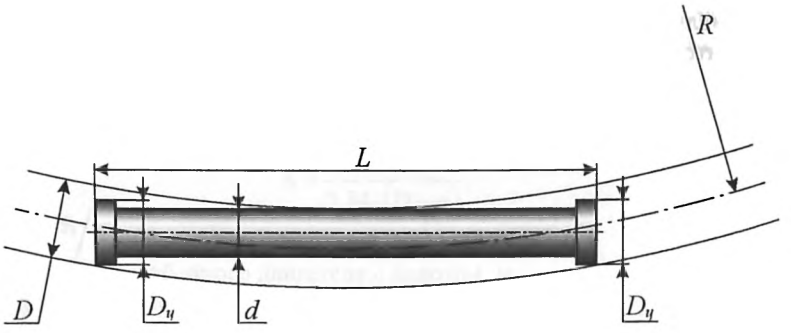


Рис. 2.58. Секция забойного двигателя с центраторами, установленными по концам

Зависимости (2.136 - 2.140) получены без учета деформации секций забойного двигателя.

Для турбобура и забойного двигателя в сочетании с УБТ изложенный подход предъявляет излишне жесткие требования к выбору минимального значения радиуса кривизны ствола скважины, ограничивает возможности бурения горизонтальных и наклонных скважин с повышенной интенсивностью искривления ствола, сужает область использования выпускаемых промышленностью турбобуров и турбовинтовых забойных двигателей. Поэтому КНБК, которая включает секции забойного двигателя и УБТ или турбобур, следует рассматривать как упругую систему, которая в наклонном стволе скважины под действием продольных и поперечных сил деформируется.

Участок увеличения зенитного угла обычно располагают в интервалах, сложенных горными породами мягкой и средней твердости. При бурении в таких горных породах диаметр ствола скважины может быть больше диаметра долота. Таким образом, при расчете предельного радиуса кривизны ствола скважины необходимо учитывать как деформацию забойного двигателя, так и фактический диаметр ствола скважины. При этом минимальное значение радиуса кривизны ствола скважины определяется по формуле:

$$R = \frac{0.171 \cdot L_T^2}{U \cdot D_д - d + 1.37 \cdot (f - k)}, \qquad (2.141)$$

где $U = 1.41m - 0.41$

$m = D/D_д$ - коэффициент увеличения диаметра ствола скважины;

$L_т$ - длина забойного двигателя с долотом, м;

$D_д$ - диаметр долота, м;

f - стрела прогиба забойного двигателя, м;

k - технологический зазор между скважиной и корпусом забойного двигателя, м.

Для обычных условий бурения k принимают равным 0.003…0.005 м.

При установке над забойным двигателем бурильных труб или шарнира или гибкого звена стрела прогиба забойного двигателя может быть приближенно рассчитана по формуле:

$$f = \frac{5 \cdot L^4 \cdot g \cdot \sin\alpha}{384 \cdot EJ}, \qquad (2.142)$$

где g - вес 1 м забойного двигателя, кН/м;
α – зенитный угол ствола скважины в месте размещения забойного двигателя;
EJ - жесткость забойного двигателя на изгиб, кН*м^2.

При принудительном перемещении забойного двигателя по искривленному стволу скважины напряжения изгиба в его корпусе не должны превышать предел упругости стали.

С учетом поставленного условия допустимое значение радиуса кривизны можно определить по формуле:

$$R = \frac{0.171 \cdot L^2}{U \cdot D_д - d + \dfrac{0.342 \cdot \sigma_т \cdot L^2}{E \cdot d}}, \qquad (2.143)$$

где E – модуль упругости стали (2.14)*10^6 МПа;
$\sigma_т$- предел текучести стали (400-900), МПа.

Напряжения изгиба в корпусе забойного двигателя с долотом при прохождении его через искривленный участок ствола скважины рассчитываются по формуле:

$$\sigma = \frac{E \cdot d}{2R} - \frac{2.92 \cdot E \cdot d \cdot \left(U \cdot D_д - d\right)}{L^2}. \qquad (2.144)$$

Минимальный радиус кривизны скважины для забойного двигателя с центратором при учёте прогиба корпуса и увеличения диаметра ствола:

$$R = \frac{L \cdot l \cdot \left(L - l\right)}{L \cdot \left[\left(2 \cdot m - 1\right) \cdot D - D_ц + 2 \cdot \left(b \cdot f_ц - k\right)\right] + l \cdot \left(D - d\right)}, \qquad (2.145)$$

где $f_ц = \dfrac{\left(L^3 + l^3 - 2 \cdot L \cdot l\right) \cdot l \cdot q \cdot \sin\alpha}{24 \cdot EJ}$ - прогиб корпуса забойного двигателя в месте установки центратора, м.

В случае принудительного перемещения забойного двигателя с центратором значение допустимого радиуса кривизны определяется по формулам:

$$R = \frac{L \cdot l \cdot \left(L - l\right)}{L \cdot \left[\left(2 \cdot m - 1\right) \cdot D - D_ц + \dfrac{b \cdot L^2 \cdot \sigma_т}{2 \cdot E \cdot d}\right] + l \cdot \left(D - d\right)}, \qquad (2.146)$$

где $b = 4 \cdot \left(\dfrac{l}{L} - \dfrac{l^2}{L^2}\right)$.

Напряжения изгиба в корпусе забойного двигателя с центратором при спуске по стволу скважины с заданным радиусом определяются из выражения:

$$\sigma = \frac{2 \cdot E \cdot d}{b \cdot L^2} \cdot \left[\frac{l \cdot (L - l)}{R} - \frac{l \cdot (D - d)}{L} + D_{ц} - (2 \cdot m - 1) \cdot D \right], \qquad (2.147)$$

Напряжения изгиба бурильных и обсадных труб в искривленном стволе скважины не должны превышать предел текучести материала труб. Допустимый радиус кривизны участка ствола скважины для данного условия рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{E \cdot d_{н}}{2 \cdot \sigma_{т}}, \qquad (2.148)$$

где $d_{н}$ – наружный диаметр трубы, м.

В искривленном стволе скважины муфты замковых соединений бурильных труб прижимаются к стенке ствола скважины. В процессе спускоподъемных операций в стенке ствола скважины формируются желобные выработки. Интенсивность образования желобных выработок в стенке ствола скважины зависит от величины давления замковых соединений бурильной трубы на стенку ствола скважины, твердости и абразивности горной породы и количества циклов взаимодействия замковых соединений со стенкой ствола скважины.

Сила давления замковых соединений на стенку ствола скважины, в свою очередь зависит от радиуса кривизны участка скважины, в котором расположена бурильная колонна, величины зенитного угла ствола скважины и осевой растягивающей или прижимающей силы.

Давление замкового соединения бурильной трубы на стенку ствола скважины может быть рассчитано по приближенной формуле:

$$T = \frac{L_{тр} \cdot P}{R}, \qquad (2.149)$$

где $L_{тр}$ – длина бурильной трубы, м;
P – растягивающая сила, кН;
T – сила давления замка бурильной трубы на стенку скважины, кН.

В целях предупреждения образования желобных выработок в стенке ствола скважины допустимый радиус кривизны должен быть равен:

$$R = \frac{L_{тр} \cdot P}{2 \cdot T_{д}}, \qquad (2.150)$$

где $T_{д}$ - допустимая сила давления замка бурильной трубы на стенку скважины, кН.

Приведенные выше формулы могут быть использованы для оценки степени изнашивания обсадной колонны в искривленном стволе скважины в процессе многократных спускоподъемных операций и выбора минимально допустимого радиуса кривизны ствола скважины при проектировании конструкции скважины.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУСТОВ И ГРУПП СКВАЖИН

3.1. Порядок проектирования обустройства кустовых площадок и очерёдности бурения скважин куста

Порядок разбуривания месторождения наклонно направленными скважинами с кустовых площадок устанавливается «Проектом разработки месторождения», в котором для каждого куста определены его местоположение и схема размещения забоев скважин.

На схеме указывается ориентация кустовых площадок на местности, тип станка и направление его движения, количество скважин в кусте, расстояния между устьями в группах скважин и между группами скважин, планируемый порядок бурения скважин в кусте, а также наносятся траектории стволов ранее пробуренных скважин.

Разработка проектной документации на подготовку и обустройство кустовых площадок выполняется в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [99]. При размещении на месторождении новых кустовых площадок должны учитываться требования по соблюдению природоохранных мероприятий в соответствии с ландшафтной картосхемой территории размещения участков месторождения и картосхемой оценки техногенного воздействия на ландшафт в районах проведения работ. При проектировании новых кустовых площадок необходимо предусматривать возможность использования существующих площадок, а также имеющихся дорог для обеспечения рациональной прокладки инженерных коммуникаций по кратчайшим расстояния между объектами. При наличии на месторождении многолетнемёрзлых горных пород перед началом строительства кустовых площадок и их обустройства необходимо провести изыскания с целью уточнения характеристик мёрзлых грунтов.

Рабочий проект на строительство скважин разрабатывается по заданию пользователя недр (заказчика) в установленном законодательством порядке и должен соответствовать Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Порядок размещения устьев скважин на кустовой площадке должен соответствовать требованиям, установленным органами технического и пожарного надзора.

В «Проекте...» в соответствии с требованиями [99] приводится типовой профиль скважин, КНБК по интервалам бурения, параметры режима, а также методы контроля траектории ствола скважины.

При проектировании куста скважин должны выполняться следующие основные положения. Устья скважин должны располагаться по одной прямой на оси куста на расстоянии не менее 5 м друг от друга. Скважины на кустовой площадке могут быть размещены группами. Количество скважин в каждой группе не должно быть больше восьми, а расстояние между группами должно быть не меньше 15 м. Количество групп скважин не

регламентируется, но суммарный свободный дебит всех скважин одного куста не должен превышать 4000 т/сут. по нефти [99]. Для скважин, вскрывающих зоны аномально-высокого пластового давления с коэффициентом аномальности более 1.3, проектом разработки месторождения устанавливаются особые требования к размещению скважин в кусте.

Точки вскрытия продуктивных пластов проектируемыми скважинами должны располагаться в соответствии с запланированной сеткой разработки пласта. Проектные плоскости искривления скважин куста, при этом, могут пересекаться друг с другом, а также пересекать оси стволов существующих скважин, что делает вероятным встречу стволов скважин в процессе бурения.

В целях предупреждения аварийных ситуаций, связанных с возможным пересечением стволов скважин, при проектировании куста скважин должны соблюдаться условия, требования и ограничения, предусмотренные отраслевыми и региональными документами, регламентирующими строительство нефтяных и газовых скважин в различных геолого-технологических условиях [27, 28].

После приема кустовой площадки геологическая служба заказчика обязана согласовать с буровым предприятием очередность бурения скважин куста и выдать данные о проектных отклонениях, магнитных азимутах бурения кустовых скважин, глубине залегания кровли продуктивного объекта по вертикали, а для горизонтальных скважин дополнительно – направление, длину горизонтального участка в продуктивном пласте и предельные отклонения траектории ствола по длине горизонтального участка в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Буровому предприятию передаются также копии участков месторождения в масштабе 1:10000 с указанием фактического расположения траекторий стволов ранее пробуренных скважин в пределах максимального отклонения от вертикали проектных скважин куста.

После окончания монтажа буровой установки на устье первой скважины до её забуривания маркшейдерская служба заказчика уточняет магнитный азимут НДС (направления движения станка), корректирует проектные магнитные азимуты и смещения всех кустовых скважин с учетом расстояния между устьями и группами кустовых скважин, определяет магнитный азимут осевой линии приемных мостков буровой установки и передает эти данные в геологический отдел бурового предприятия.

Технологическая служба бурового предприятия по полученным данным составляет план куста скважин в масштабе 1:5000 (1:10000). Планом куста скважин устанавливаются координаты устьев скважин, определяется очередность бурения скважин, направление перемещения бурового станка, проектные магнитные азимуты и величина смещения каждой скважины, проводится расчет проектного профиля скважин с расчетом параметров эллипса неопределенности по длине ствола каждой скважины.

На проводку каждой кустовой скважины составляется рабочая программа, в которой приводятся уточненный профиль, КНБК для отдельных его участков и средства контроля траектории в процессе бурения. План куста и рабочая программа подписываются представителями технологической службы, согласовываются с главным геологом и утверждаются главным инженером бурового предприятия. Экземпляры плана куста передаются в геологические отделы заказчика и бурового предприятия, технологический отдел бурового предприятия и буровую бригаду. Рабочая программа на проводку каждой скважины передается в технологический отдел бурового предприятия и буровую бригаду.

При передвижении бурового станка по кустовой площадке контроль за соблюдением расстояний между устьями скважин и магнитного азимута НДС осуществляет представитель бурового предприятия.

В случае изменения генеральным заказчиком проектного количества скважин кус-

та или их проектных параметров маркшейдерской службой производится корректирование проектных отклонений, магнитных азимутов бурения и координат устьев кустовых скважин.

Все материалы по пробуренным с кустовой площадки скважинам хранятся у заказчика, в буровом и геофизическом предприятиях.

3.2. Проектирование очередности бурения скважин с кустовых площадок и мероприятия по предупреждению пересечения стволов

Основной принцип проектирования процесса проводки кустовых скважин заключается в том, что по мере бурения скважин их стволы должны отдаляться друг от друга. Это достигается выбором оптимального направления движения станка (НДС) на кустовой площадке, очередности бурения скважин и глубины зарезки наклонного ствола скважины. Оптимальным вариантом направления движения бурового станка считается такой, при котором направления на проектные забои из устьев соответствующих скважин близки к перпендикуляру по отношению к НДС. При этом, для кустов скважин на газоконденсатные и нефтяные залежи НДС следует выбирать в направлении минимального количества проектных забоев кустовых скважин, причём рекомендуется вариант, при котором число проектных забоев скважин в противоположных плоскостях одинаково.

Очередность бурения скважин в кусте определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления перемещения бурового станка до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В первую очередь бурятся скважины, для которых указанный угол расположен в секторе 120-240° При этом, в указанном секторе очередность бурения скважин устанавливается в порядке увеличения зенитного угла участка начального искривления ствола. Затем бурятся скважины, горизонтальная проекция которых образует с направлением движения бурового станка угол равный 60-120° и 240-300°, а также вертикальные скважины. В последнюю очередь бурятся те скважины в кусте, для которых указанный угол ограничен секторами 0-60° и 300-360° При этом, сначала бурятся те скважины, у которых зенитный угол участка начального искривления меньше.

Глубина точки забуривания наклонного ствола скважины выбирается в зависимости от величины угла, измеряемого от направления перемещения бурового станка до проектного направления забуривания по часовой стрелке. Если указанный угол расположен в секторе 60-300°, то первая скважина забуривается с минимальной глубины, а глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается больше, чем предыдущей. Если угол между направлением движения бурового станка и проектным азимутом забуривания наклонного ствола ограничен диапазонами азимутальных углов 60-120° или 240-300°, то допускается забуривание выше, чем в соседней скважине. Если указанный угол расположен в секторах 0-60° или 300-360°, в первой скважине наклонный ствол забуривается с большей глубины, а глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается меньше, чем у предыдущей скважины.

Зона вокруг вертикального ствола скважины с радиусом равному радиусу неопределенности на данной глубине (зона, ограниченная эллипсом неопределенности для горизонтальной проекции наклонного ствола скважины) считается опасной зоной с точки зрения возможного пересечения стволов соседних скважин.

Если в процессе проектирования куста скважин имеет место пересечение или соприкосновение опасных зон проектируемых скважин друг с другом или опасными зонами ранее пробуренных скважин, то проектные профили таких скважин подлежат корректировке.

3.3. Определение оптимального количества скважин в кусте по затратам на строительство и обустройство скважин

С учетом применяющихся геологических сеток разбуривания месторождений Западной Сибири в работе [7] проведена оценка экономической эффективности вариантов кустования для объектов разработки с глубинами по вертикали от 2000 до 2600 м с интервалом глубин через 100 м и группировании в один куст от 8 до 40 скважин. Глубины скважин по наклонному стволу определены при следующих сетках разбуривания месторождений: 400 х 400 м, 450 х 450 м, 500 х 500 м. При этом, в расчетах вариантов схем кустования максимальные величины отклонения забоев скважин от вертикали не регламентировались, чтобы не ограничивать пределы возможных величин куста по сопоставимым вариантам и получения корректных оценок возможных вариантов.

При оценке приняты следующие исходные данные и расчетно-нормативные показатели:

а) схема размещения устьев скважин, группируемых на одной кустовой площадке, принята согласно РД 32-2-1290-85;

б) размеры кустовых площадок рассчитаны, исходя из схем размещения устьев скважин на кустовой площадке и утвержденной схемы расположения бурового оборудования;

в) протяженность ЛЭП и подъездных дорог к кустам скважин определена как 1.5 кратное максимальное отклонение забоев скважин от вертикали, умноженное на коэффициент развития – 1.16;

г) длина линейных сооружений нефтепромыслового обустройства (нефтесборные сети, высоконапорные водоводы) определена на основе эмпирической формулы, выведенной путем анализа зависимости их от группируемого в куст числа скважин по схемам обустройства 30 нефтяных месторождений Среднего Приобья. Диаметры их рассчитаны с учетом суммарного дебита скважин в кусте;

д) дебит скважин принят 30 т/сут., а число нагнетательных скважин - 25% от общего числа их в кусте;

е) расчеты количества групповых замерных установок (ГЗУ), водораспределительных гребенок (ВРГ) произведены, исходя из принятого условия, что на каждом кусте из 8 скважин строятся 2 нагнетательные, причем число ГЗУ по типам на кустовой площадке определено с учетом наиболее полного использования их мощностей;

ж) при группировании в один куст 16 скважин предусмотрено строительство одной линии: 24-х скважин - двух линий ЛЭП, а при большем их числе строительство электроподстанций 35/6 кВт и 6/0,4 кВт;

з) стоимость по видам подготовительных работ к строительству, вышкомонтажных работ и нефтепромыслового обустройства куста скважин приняты по фактически сложившимся в 80-е годы показателям на Среднем Приобье и разработанным отделом ТЭО института Гипротюменнефтегаз нормативам удельных капитальных затрат;

и) скорости бурения по вариантам рассчитаны на основе эмпирической формулы, выведенной путем анализа фактических показателей за предыдущие годы, как показа-

тель, зависящий от изменения глубины бурения скважин по наклонному стволу;

к) сметная стоимость 1 м проходки для различных вариантов кустования определена с учетом влияния расчетной коммерческой скорости бурения на затраты, зависящие от времени и на затраты, зависящие от глубины в соответствии с «Методическими указаниями к составлению планов буровых работ на нефть и газ» (Москва, ВНИИОЭНГ, 1983). Горно-геологические условия бурения и освоения скважин по всем вариантам приняты аналогичные с целью получения сопоставимых показателей.

В результате укрупнения размеров куста, при прочих равных условиях строительства, происходит увеличение величины проектного смещения забоя скважин от вертикали. Последнее приводит к усложнению технологии бурения: возрастает число скважин, в которых производится корректировка угловых и азимутальных параметров наклонной скважины, осуществляется перебуривание ствола в отдельных интервалах глубин; часть скважин не попадает в круг допуска; происходят пересечения стволов; повышается вероятность осложнений и аварий в процессе бурения. Все эти факторы вызывают рост затрат времени на проводку скважины, снижают коммерческую скорость бурения, следовательно, обусловливают соответствующих рост стоимости ее строительства.

Учёт всех факторов в расчетах стоимости строительства при различных размерах куста обеспечивается на основе сметной стоимости 1 м, с разбивкой затрат на зависящие от времени и от метра проходки. При этом затраты, зависящие от времени корректируются с учетом коэффициентов, отражающих изменение коммерческой скорости бурения, а затраты, зависящие от метра проходки корректируются на основе коэффициенты глубины. Таким образом, в затратах на строительство скважин по вариантам находят отражение усложнения технологии бурения, поскольку, коммерческие скорости бурения рассчитываются с учетом их изменения при укрупнении размеров куста. При сравнительной оценке вариантов кустования, за основу расчетов затрат приняты нормативы строительства наземных объектов и линейных сооружений на болотах II группы, учтены затраты на строительство, монтаж и демонтаж буровой установки Уралмаш-3000 ЭУК.

Сводные результаты расчетов удельных затрат на строительство и обустройство одной скважины в кусте (в ценах 1984 года) приведены в табл. 3.1.

Как видно из табл. 3.1 для всех вариантов глубин скважин по вертикали и величин кустов, при различных геологических сетках разбуривания месторождений минимальные затраты на строительство и нефтепромысловое обустройство достигаются при группировке в один куст 24 скважин.

Интерполяция затрат от оптимального варианта к вариантам с большим и меньшим числом скважин в кусте показывают, что темп изменения их от этого варианта не одинаковый. При всех глубинах скважин ближе к оптимальному находятся варианты с большим числом скважин в кусте, когда высокая плотность сетки бурения скважин. С разряжением сетки разбуривания меньшая разность в затратах против оптимального варианта достигается при меньшей величине куста. Это объясняется тем, что при большой доле затрат на бурение редкая сетка разбуривания вызывает рост объемов и затрат на бурение, следовательно, рост величин куста становится экономически менее целесообразным. Поэтому, можно утверждать, что оптимальная величина куста может находиться и между этими смежными вариантами и поэтому оценка его дается возможной интервальной величиной.

Вместе с тем очевидно, что в один куст может быть сгруппировано большее число скважин, при соблюдении регламентированных отклонений их забоев, если на месторождении разбуриваются два и более продуктивных пласта и геологическая сетка их разработки в плане совпадает.

ТАБЛИЦА 1.9.
УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБУСТРОЙСТВООДНОЙ СКВАЖИНЫ В КУСТЕ, ТЫС.РУБ.
(В ЦЕНАХ 1984Г.)

Глубина скважины по вертикали, м	Сетка разбуривания, м ·	Удельные затраты, тыс.руб.				
		Количество скважин в кусте				
		8	16	24	32	40
2400	400 x 400	328,6	302,6	296,5	300,1	303,8
	450x450	329,0	303,8	299,7	304,6	309,7
	500 x 500	332,5	308,6	306,0	312,3	318,9
2500	400 x 400	341,2	315,4	309,4	313,7	316,4
	450x450	341,7	317,3	312,6	316,7	320,6
	500 x 500	345,3	321,5	318,4	324,2	329,0
2600	400 x 400	354,9	328,1	321.7	324,8	327,1
	450 x 450	354,1	327,9	322,9	327,7	332,0
	500 x 500	356,2	331,6	328,9	334,5	340,9

По данным табл. 3.1 можно сделать следующие выводы:

а) с учетом достигнутого уровня развития техники и технологии бурения имеются возможности для снижения удельных капитальных затрат на строительство и обустройство скважин в результате оптимизации величины кустов;

б) с учетом минимальной величины затрат на строительство и обустройство скважин в кустах, на большинстве нефтяных месторождений Западной Сибири, оптимальное число группируемых в один куст скважин может составить до 24;

в) при одновременном разбуривании нескольких продуктивных горизонтов на многопластовом месторождении, где сетки разработки в плане совпадают, оптимальное число скважин, устья которых группируются в одну кустовую площадку, кратно оптимальному числу скважин при бурении на один продуктивный пласт и числу разбуриваемых продуктивных пластов;

г) с целью обеспечения экономичности проектных решений при разработке схем кустования скважин, следует учитывать все внешние инженерно-технические и горно-геологические условия строительства и бурения, исходные и нормативные показатели, отражающие фактический уровень развития производства, а также затраты в процессе эксплуатации месторождения;

д) при проектировании схем кустования отклонения забоев скважин от вертикали должны приниматься на основании расчетов в зависимости от максимального зенитного угла и глубины залегания продуктивного горизонта.

3.4. Требования к размещению кустовых оснований при разбуривания месторождений горизонтальными скважинами

Опыт бурения и последующей эксплуатации первых в Западной Сибири горизонтальных скважин (ГС) показал, что только создание системы разработки месторождений данными скважинами позволяет оценить реальную се эффективность. Теоретические ис-

следования в этом направлении проведены на примере Таллинского месторождения АО «Кондпетролеум», а на Фёдоровском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз» схема разработки горизонтальными скважинами реализуется на практике (разработчики ТО «СургутНИПИнефть», НГДУ «Фёдоровскнефть», ОАО «СибНИИНП») [7, 10]. Отличительной особенностью рассматриваемой технологической схемы Федоровского месторождения (пласты АС 4-8) является наличие скважин с пространственным искривлением стволов. В этом случае особые требования должны предъявляться к качеству выполнения проектного профиля. На стадии разработки проекта их строительства он должен быть рассчитан таким образом, чтобы текущий радиус искривления обеспечивал:

- нормальное прохождение различных компоновок бурильного инструмента и обсадных колонн;
- возможность спуска приборов при эксплуатации;
- надежную эксплуатацию глубинно-насосного оборудования.

Допустимая интенсивность пространственного искривления ствола скважины на интервале набора и корректирования параметров траектории бурения не должна превышать 2° на 10 м, по зенитному углу - не более 1.5° на 10 м длины ствола.

Для обеспечения качественной проводки ствола скважины по проектному профилю необходимо предусмотреть постоянный контроль за траекторией ствола в процессе бурения телеметрическими системами отечественного или зарубежного производства. Это требование относится к интервалу набора угла и корректирования траектории бурения и к горизонтальному стволу в зоне нефтенасыщенной толщи продуктивного пласта.

Опыт бурения первых горизонтальных скважин на Восточно-Сургутском, Лянторском и Фёдоровском месторождениях позволил рекомендовать для реализации рассматриваемой технологической схемы горизонтальные скважины с большим радиусом искривления.

Основные принципы размещения кустовых площадок и привязка к ним скважин на месторождении в целом и его отдельных участков заключается в следующем:

- концентрация на одной площадке возможно большего количества скважин с целью снижения общего количества кустовых площадок и, как следствие, затрат на подготовительные работы;
- обеспечение технологической возможности бурения ГС без аварий и осложнений;
- исключение пересечений стволов бурящихся и ранее пробуренных скважин в кусте и на рядом расположенных кустах.

В качестве основного варианта для Фёдоровского месторождения С.Н. Бастриковым предложена схема группирования скважин на одной кустовой площадке, представленная на рис. 3.1 [7].

Основные требования к проектированию схемы разбуривания (кустования) заключаются в следующем. Кустовые площадки 1к, 2к (рис. 3.1) размещаются между линиями горизонтальных стволов напротив их средней части. С одной кустовой площадки 1к технологически возможно пробурить горизонтальные скважины 1, 2, 3, 4 (с пространственно искривленными стволами) и 5 горизонтальная, с обычным плоским профилем. С этого же куста бурятся наклонно направленные скважины 6 и 7. Номера скважин не означают очерёдность их бурения. Последняя должна определяться в соответствии с требованиями РД 39-0148070-6.027-86 [28]. Отклонение от вертикали позволяет пробурить с кустовой площадки 1к и другие нагнетательные наклонно направленные скважины, например, скважину 8 и т.д.

В данном случае рассмотрен вариант, когда кустовая площадка расположена в центре симметрии системы. Однако условия местности могут потребовать смещения

кустовой площадки. С другой стороны, необходимость применения горизонтальных стволов в заданном коридоре допусков, при одновременном соблюдении ограничений на интенсивность и другие параметры ствола скважины в целом, в свою очередь, ограничивают величину смещения кустовой площадки от принятого центра.

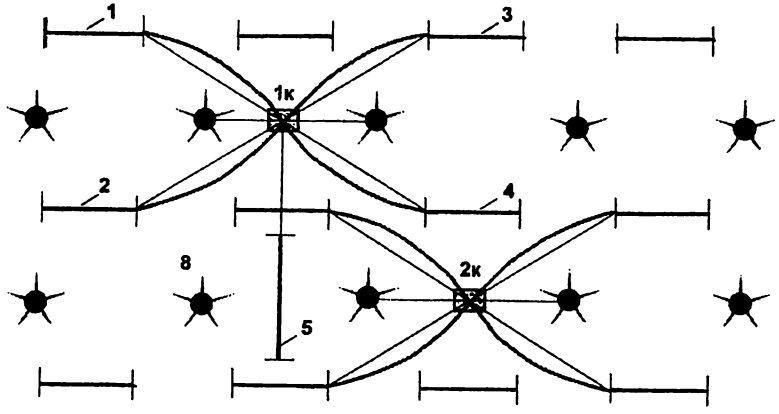


Рис. 3.1. Фрагмент схемы разбуривания месторождения горизонтальными скважинами. 1К, 2К – кустовые площадки; 1, 2, 3, 4, 5 – горизонтальные скважины; 6, 7, 8 – наклонно направленные нагнетательные скважины

В общем случае, задача, очевидно, должна быть поставлена следующим образом.

Даны ограничения на величину вертикального участка ствола и интенсивность изменения зенитного угла на участке первого интервала увеличения угла, максимального зенитного угла на участке стабилизации, глубину (по вертикали) конца участка стабилизации, а также глубина (по вертикали) и азимутальное направление горизонтального участка, отклонение от вертикали в начальной точке этого участка, допустимая пространственная интенсивность (i_0) искривления ствола на участке выхода его на горизонтальное направление. Необходимо определить при соблюдении указанных данных и ограничений границы поля допусков расположения центра кустовой площадки по отношению к центру системы горизонтальных скважин.

Задача облегчается, если принять следующие, приемлемые для этапа разработки технической схемы проекта допущения:

- интенсивность изменения зенитного угла на участке пространственного искривления ствола перед выходом на горизонталь зафиксирована;
- интенсивность пространственного искривления на указанном участке определяется из зависимости:

$$i_0 = \sqrt{i_\alpha^2 + i_j^2 \cdot \sin\alpha} \qquad (3.1)$$

где в данном случае,

i_0 - допустимая интенсивность пространственного искривления, град/10м;

i_α - заданная интенсивность изменения зенитного угла, град./10м;

i_j - допустимая интенсивность изменения азимута, град./10м.

Так как вклад i_α в величину i_0 зависит от зенитного угла в данной точке, для упрощения задачи принимаем $\alpha = 90°$. Другими словами, мы ограничиваем вклад i_j тем значением, которое допустимо на участке выхода ствола на горизонтальное направление. На участках с меньшими зенитными углами пространственная интенсивность искривления будет меньше допустимого значения i_0. Далее принимаем следующие ограничения:

- зенитный угол не может иметь отрицательные значения;
- максимальная величина изменения азимута на участке пространственного искривления не превышает 90°.

Эти требования необходимы для исключения осложнений при бурении скважин (повышенное желобообразование и связанные с этим затяжки и посадки инструмента при спускоподъемных операциях (СПО) и трудности при спуске обсадных колонн).

На рис. 3.2 показано поле допуска для положения кустовой площадки, с которой разбуриваются скважины 1, 3, 4, 6, 7, 8 (рис. 3.3).

Интенсивность изменения зенитного угла принята i=1.5°/10 м (R=382 м), допустимая интенсивность пространственного искривления i_0 =2/10 м (R= 286.5 м). Для α=90°, в этом случае,

$$\alpha_i = \sqrt{i_0^2 - i_\alpha^2} = \sqrt{2^2 - 1.5^2} = 1.32^0 / 10м \qquad (3.2)$$

При этом условный радиус (ρ) искривления в горизонтальной плоскости равен:

$$\rho = \frac{573}{1.32} = 433 \qquad (3.3)$$

Положения граничных точек поля допусков определялись следующим образом. Точки *а* и *а'*. Эти точки определяют положение кустовых площадок, максимально смещенных вдоль оси *У* в положительном или отрицательном направлениях без смещения по оси *Х*.

Для того, чтобы при бурении с этих площадок (*а* и *а'*) скважин 7 и 8 не возникали отрицательные зенитные углы требуется выполнение условия

$$\left|Y_{a,a'}\right| \le 400 + 125 - 382 = 143м\,. \qquad (3.4)$$

Точки *в* и *в'*. Положение точки в определяется точкой пересечения окружности с радиусом ρ = 433 м, касающейся проекции горизонтального ствола 3 на плоскость *ХОУ*, с прямой *У* = - 143 м.

Вычисления известными методами (или графическое построение) для рассматриваемой схемы дают:

Ув = *У'в* = -143м; *Хв*= 129м, *Хв'* = - 129м

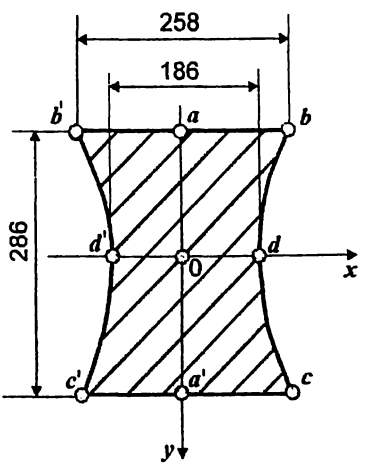


Рис. 3.2. Поле допуска для перемещения кустовой площадки

Точки *c* и *c'* симметричны относительно оси *X* точкам *в* и *в'* и имеют координаты *Yc* = *Y'c* = -143м; *Xc*=129м, *Xc'* = -129м.

Точки *d* и *d'*. Положение точки *d* определяется пересечением оси *X* с окружностью радиусом ρ = 433 м, касающейся проекции ствола 3 (или 6) на плоскость *XOY*.

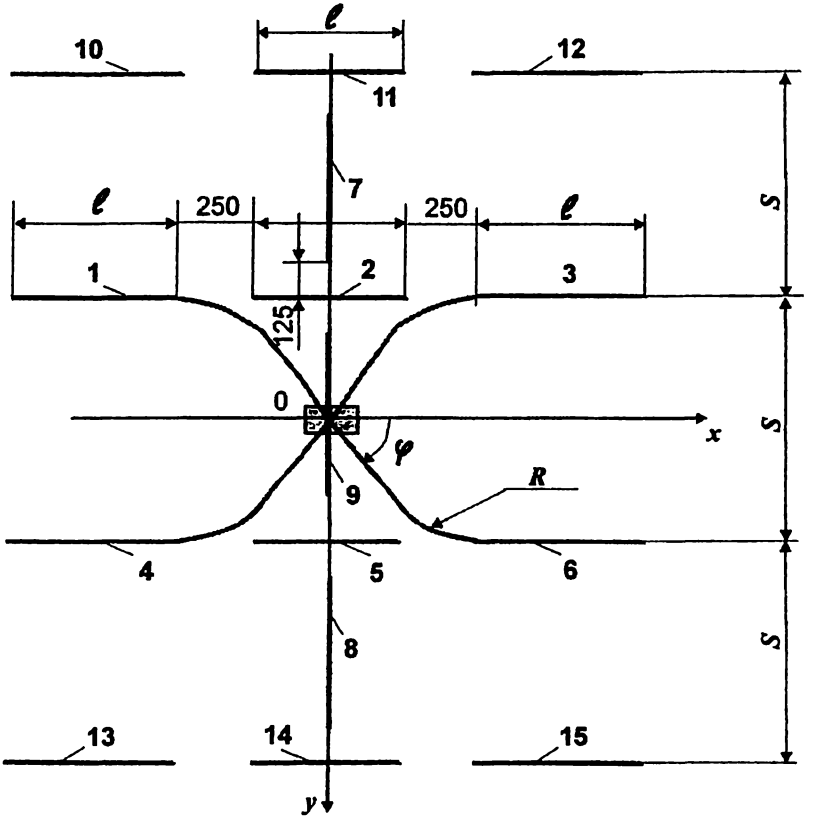


Рис. 3.3. Схема размещения кустовой площадки с проекциями горизонтальных стволов. l – длина горизонтального участка (l=550 м); S – расстояние между рядами (S=800 м); R – радиус кривизны ствола скважины (R=433 м);φ – азимутальный угол (φ=53°)

Вычисленная известными методами (или найденная графически) абсцисса точки ё равна: X_d = 93 м.

Точка *d'* является зеркальным отражением точки d относительно оси *Y* т.е. $X_{d'}$ = -93 м.

С учетом рассмотренных ограничений рассчитываются проектные профили пространственного типа (для скважин 1, 3, 4, 6) и обычного типа (плоский) - для скважины 8 (на примере Фёдоровского месторождения) [7].

Результаты исследований использованы при разработке технологической схемы разбуривания Восточно-Моховой площади Фёдоровского месторождения горизонтальными скважинами.

3.5. Проектирование и строительство кустовых площадок

Куст скважин - это специальная площадка на территории месторождения с расположенными на ней устьями скважин, технологическим оборудованием для бурения и эксплуатационными сооружениями, инженерными коммуникациями, оборудованием для подземного и капитального ремонта скважин, бытовыми и служебными помещениями, объектами вспомогательного и противопожарного назначения. Размеры кустовой площадки определяются проектом в зависимости от количества скважин в кусте, с учетом размещения бурового и эксплуатационного оборудования, прокладки технологических трубопроводов из условия одновременного проведения буровых работ, освоения и эксплуатации нефтяных скважин в соответствии с РД 39-2-1290.85, независимо от способа эксплуатации последних. Расположение территории бригадного хозяйства, технологических объектов и объектов вспомогательного и противопожарного назначения решается в каждом проекте индивидуально с учетом конкретных геоморфологических, гидрогеологических условий и условий обустройства всего месторождения.

Количество скважин в кусте определяется проектом разработки месторождения и, как правило, не превышает 24, при этом допускается размещать их отдельными группами по 4 скважины в группе. Увеличение количества скважин должно быть согласовано с органами Ростехнадзора и пожарного надзора.

Устья скважин в кусте располагаются, как правило, на одной прямой, расстояние между устьями скважин в группе не менее 5 м, расстояние между группами скважин не менее 15м. Расстояние между смежными кустами скважин или кустом и одиночной скважиной должно быть не менее 50 м. Для условий строительства скважин в зоне многолетнемерзлых горных пород расстояние между устьями соседних скважин должно быть рассчитано с учетом ореолов протаивания пород в процессе строительства и последующей эксплуатации.

Суммарный свободный дебит одного куста скважин не должен быть выше 4000 т/сут. (по нефти), а газовый фактор - не более 200 $м^3/м^3$. Ко всем кустовым площадкам должны быть предусмотрены транспортные схемы (автодороги, вертолетный вариант, речной транспорт и т.п.), обеспечивающие круглогодичное сообщение. Возможность строительства автодорог и посадочных вертолетных площадок к площадкам кустов скважин должна решаться на основании технико-экономического обоснования (ТЭО). При размещении площадки и прокладке сети дорог обязательным условием должно быть сохранение гидрологического режима территорий. К кустовым площадкам, размещаемым на поймах с глубиной затопления более 2 м и продолжительностью паводка более 3-х месяцев, допускается проектировать подъездные дороги затопляемого типа. Руководящая отметка бровки земляного полотна затопляемых подъездных путей должна устанавливаться в ТЭО из условия обеспечения надежности функционирования куста скважин в период перерыва автомобильного движения (создание аварийных запасов, обеспечение доставки грузов и людей другими видами транспорта, создание дублирующих систем и др.). Вертолетная площадка может устраиваться на насыпном, свайном основании или на плавсредствах (баржах, понтонах).

Кустовые площадки с количеством скважин более 8 должны иметь два въезда, расположенных в створе с первой и в 25 м от последней скважины куста, перпендикулярно длинной оси кустового основания.

Проектирование и строительство кустовых площадок на поймах должно выполняться с учетом требований РД 39-133-94.

В зависимости от природных условий (гидрогеологических, геоморфологических и ландшафтных), кустовые площадки размещаются на специально подготовленных насып-

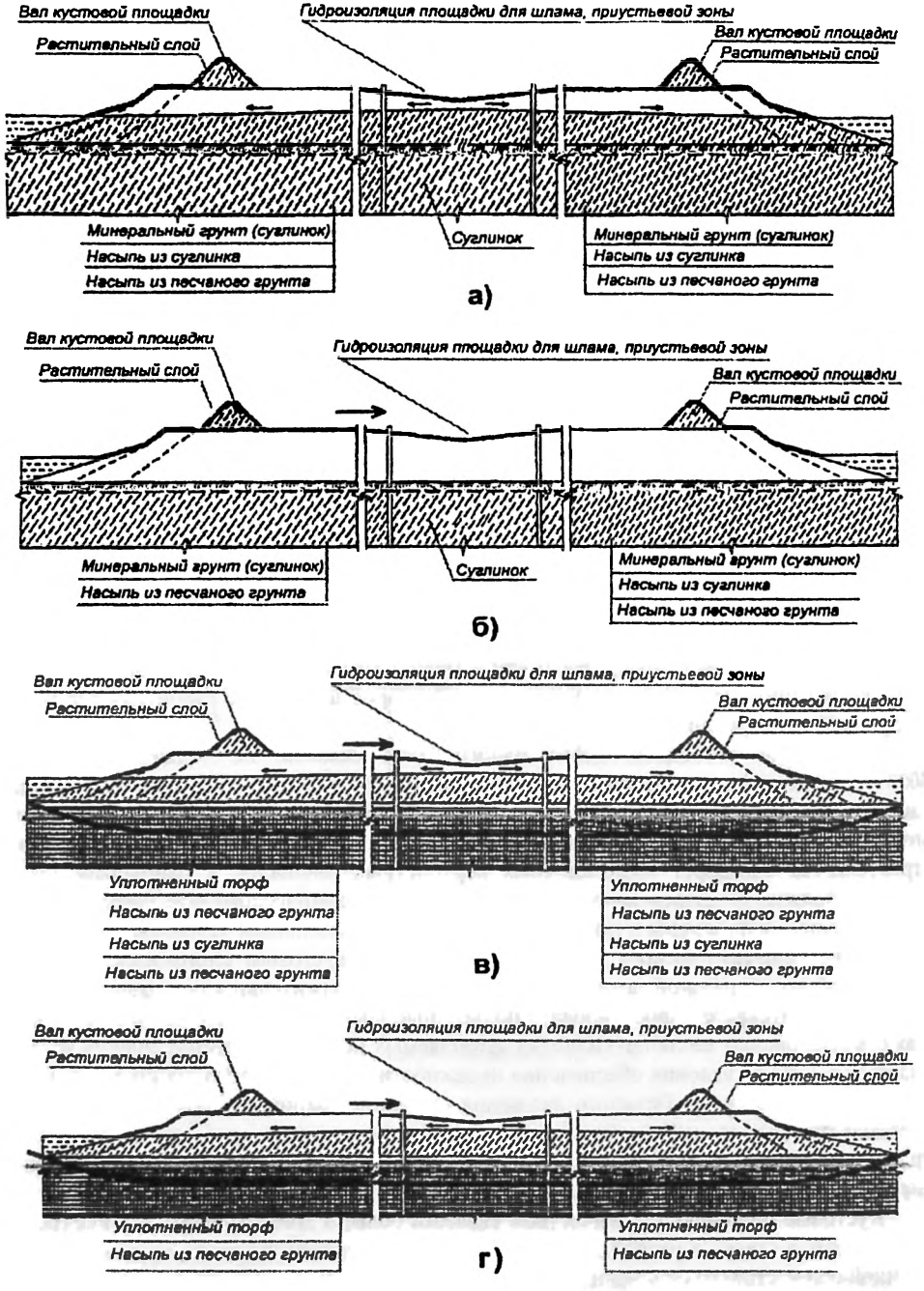


Рис. 3.4. Профиль кустовой площадки пойменного кустового основания
а – на суходоле (суглинках); б – на суходоле (песках); - линия осадки минерального грунта;
в – на болоте I, II типа; г – на болоте III типа

ных кустовых основаниях (см. рис. 3.4 *а, б, в, г*). Инженерные решения по кустовым основаниям разработаны совместно с ООО «ТЭРМ» с учетом технических требований по размещению на них бурового и вспомогательного оборудования.

Сбор и сброс поверхностных вод осуществляется по планировочным, водоотводным лоткам или по дренажно-ливневой канализации в накопительные емкости. Конкретные решения по схемам сбора определяются на стадии проектирования с учетом инженерно-гидрологи-ческих условий. Твердые отходы перерабатываются на кустовой площадке с последующим вывозом или закачиваются в поглощающую скважину или вывозятся на полигон отходов.

Для защиты откосов кустовых оснований от разрушающего воздействия ветровых волн предусматривается укрепление откосов. При выборе типа крепления учитываются: тип грунтового основания, высота и крутизна укрепляемого откоса, глубина и длительность периода подтопления откосов при наивысшем расчетном и низшем горизонте паводковых вод, амплитуда колебаний горизонтов воды, скорости течения, высота ветровой волны, наличие ледохода.

Гидромеханизированный способ возведения кустовых оснований (рис. 3.5) может использоваться на всех типах природных ландшафтов в пойме при условии:

- наличия вблизи площадки строительства куста грунтовых карьеров. пригодных для разработки средствами гидромеханизации и источников водо- и энергоснабжения;

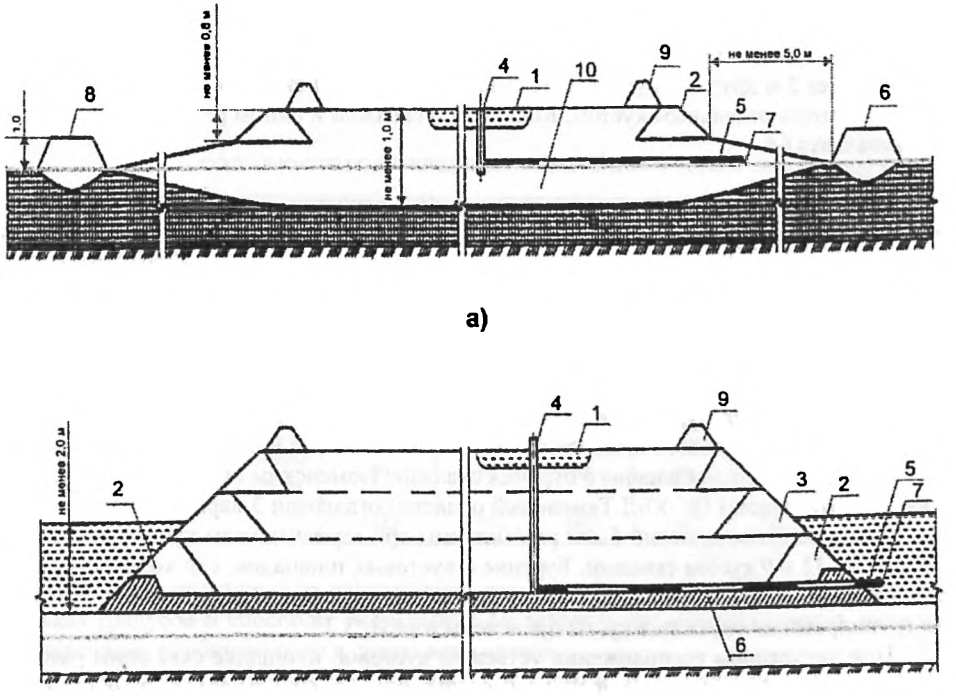


Рис. 3.5. Профиль кустовой площадки для гидронамывного кустового основания. а – на болоте; б – в пойме глубиной не менее 2 м. 1 – прудок-отстойник; 2 – первичное обвалование; 3 -промежуточное обвалование; 4 – водосбросный колодец; 5 – водосбросная труба; 6 – противофильтрационный экран из суглинка (h = 0.5-2.0 м); 7 – водосбросный коллектор; 8 – заградительная дамба; 9 – ограждающий вал кустового основания; 10 – пионерный слой намыва.

- технико-экономического обоснования целесообразности строительства кустовых оснований гидромеханизированным способом;

- согласования природоохранными органами и органами санитарного надзора размеров земельных участков, отводимых под карьеры, сооружений водозабора и сброса осветленной воды, пульповодов и водоводов, намываемых земляных сооружений, отстойников для отмытых частиц грунта, гидроотвалов вскрышных пород, подъездных путей и источников энергоснабжения.

Все указанные требования к строительству кустовых оснований сформулированы нами в РД 39-0148070-003/8-95 «Временный регламент производства подготовительных работ и сооружения кустовых оснований для опытно-промышленного бурения скважин Приобского месторождения» (Тюмень-Нефтеюганск).

3.6. Варианты схем размещения устьев скважин на кустовой площадке (на примере Приобского месторождения)

На основе анализа отечественного и зарубежного опыта работ (в частности, с платформ в Северном море), с учетом современных технологий для условий Приобского месторождения, большая часть территории которого расположена в пойменной части реки Оби, разработаны три варианта схем размещения устьев скважин на кустовой площадке [7]:

1 вариант

- Устья скважин куста располагаются по двум параллельным прямым на расстоянии не менее 2 м друг от друга. Расстояние между рядами скважин не менее 30 м. Второй ряд считать отдельным кустом. Количество скважин в одном ряду (кусте) не должно превышать 64.

2 вариант

Скважины куста располагаются также как в 1 варианте, но группами по 24, с расстоянием между группами 15 м.

3 вариант

Скважины куста располагаются также как в 1 варианте, но группами по 8, с расстоянием между группами 15 м.

Схемы размещения устьев скважин разработаны с учетом разбуривания куста отечественными буровыми установками типа Уралмаш-3000 ЭУК. Все решения разработаны с точки зрения бурения, освоения, обустройства, эксплуатации и ремонта скважин, а также обязательного соблюдения правил технической и пожарной безопасности.

Для опытно-промышленного бурения скважин Тюменским округом Госгортехнадзора и Управлением ГПС УБД Тюменской области согласован 3 вариант схемы.

На основе этих решений были рассмотрены три варианта схем кустования, содержащих 16, 12 и 9 кустов скважин. Бурение с кустовых площадок, где количество скважин около 40 и более, предлагается осуществлять с двух буровых установок. Результаты группирования скважин в кусты приведены в табл. 3.2.

При двухрядном расположении устьев на кустовой площадке скважины располагаются по двум параллельным прямым на расстоянии 3 м друг от друга группами по 8 с расстоянием между группами 15 м. Расстояние между рядами не менее 30 м. Количество скважин в одном ряду не должно превышать 64. Расстояние между бурящейся и осваиваемой скважинами в ряду должно быть не менее 20 м. Бурение двумя буровыми установками при одинаковом НДС разрешается после опережающего минимум на 5 скважин разбуривания одной буровой установкой первого ряда скважин.

ТАБЛИЦА 3.2
ВАРИАНТЫ ГРУППИРОВАНИЯ СКВАЖИН В КУСТЫ

Параметр	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Количество скважин	243	273	112
Количество кустов с двухрядным расположением	13	6	3
Среднее количество скважин в кусте	18,7	45,5	37,3

По условиям (3.5) устанавливается очередность бурения скважин, при котором исключаются пересечения горизонтальных проекций стволов, исходя из сравнения азимутальных углов скважин, забой которых расположен в разных полуплоскостях от линии НДС (в процессе ранжирования азимутальных направлений):

$$\begin{aligned} i \le j, если \psi_i \le \psi_j при \psi_i, \psi_j \le (180,360) \\ i \le j, если \psi_i \ge \psi_j при \psi_i, \psi_j \le (0,180) \end{aligned} \qquad (3.5)$$

где ψ_i - угол горизонтальной проекции i-ой скважины с направлением движения станка (декартовая правосторонняя система координат) $i = 1,....., n$ (n - число скважин в текущем ряду).

Количественный состав кустов с двухрядным расположением устьев приведен в табл. 3.3.

ТАБЛИЦА 3.3.
СОСТАВ КУСТОВ С ДВУХРЯДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЕВ СКВАЖИН (ВАРИАНТ 2)

Номер куста	204	205	206	207	208	209
Количество скважин						
в рядах,	28/16	19/23	23/20	21/22	25/25	25/26
всего:	44	42	43	43	50	51
Максимальный отход, м	2032	2093	2088	1984	1983	2173
Средний отход, м	1295	1216	1244	1220	1313	1334
Количество скважин с отклонением забоев от вертикали более 1200м, %	60	50	56	58	62	65
(средний отход, м)	1651	1616	1601	1547	1628	1642

Близость азимутальных направлений стволов соседних скважин достигало нескольких градусов и способом уменьшения вероятности пересечения стволов является регулирование глубины зарезки наклонного ствола.

Проектирование траекторий скважин с большими отклонениями осуществляется при угле вхождения в пласт свыше 40°. Выбор оптимального профиля с точки зрения длины стволов становится актуальным при больших отклонениях их забоев от вертикали. Планы-программы на разбуривание всех кустов с двухрядрядным расположением устьев скважин на Приобском месторождении составлены с применением САПР очередности бурения и профилей скважин, созданной в СибНИИНП.

Учитывая тот факт, что с кустовых площадок проектируется к бурению большое количество скважин и более 50% из них с отклонением забоев от вертикали 1500-2000 м и более, это потребует принятия отличной от общепринятой программы буровых работ. Основные её направления заключаются в следующем:

а) принятие схемы размещения устьев скважин с уменьшенными расстояниями между скважинами, их рядами при условии обеспечения безопасности ведения работ по всем производственным циклам, включая эксплуатацию;

б) применение буровых установок повышенной грузоподъемности и средств автоматизированного контроля процесса бурения, в том числе телесистем контроля за траекториями ствола в процессе бурения;

в) применение бурового оборудования и инструментов повышенной надежности (бурильные трубы, забойные двигатели, долота и т.д.);

г) применение экологически безопасных систем буровых растворов с повышенными смазочными свойствами, обеспечивающими вынос шлама и предупреждающими осаждение твердой фазы, не ухудшающими коллекторские свойства пластов;

д) учитывая концентрацию большого количества скважин с большой протяженностью стволов на одной кустовой площадке необходимо организовать систему сбора, временного хранения и утилизации отходов бурения (буровых сточных вод, шлама, отработанного бурового раствора и др.).

4 ФОРМИРОВАНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

4.1. Отклонение ствола скважины от проектного профиля

При проводке участков профиля вертикальной, наклонно направленной и горизонтальной скважины в результате влияния геологических, технических и технологических факторов траектория бурения отклоняется от проектного профиля. Общее отклонение ствола скважины характеризует точность выполнения проектного профиля.

Основными параметрами, определяющими фактический профиль скважины, являются пространственные координаты, кривизна и кручение траектории бурения, которые определяются расчётным путём на основании результатов измерения зенитного угла (α), азимута (φ) и длины ствола (ΔL) между точками измерения.

Величина отклонения ствола от проектного профиля является одним из основных показателей качества строительства наклонной скважины, поэтому она жестко регламентируется и контролируется на всех этапах проводки скважины.

В практике бурения одним из обязательных расчетных параметров является кривизна ($I_{1\text{-}2}$) ствола скважины, а также интенсивность изменения зенитного ($I^{\alpha}_{1\text{-}2}$) и азимутального ($I^{\varphi}_{1\text{-}2}$) углов. Предельно допустимая величина указанных параметров установлена отраслевыми и региональными документами, регламентирующими проводку наклонных скважин [27, 28, 29].

$$I^{\alpha}_{1-2} = \frac{10 \cdot \Delta\alpha_{1-2}}{\Delta L_{1-2}} \tag{4.1}$$

$$I^{\varphi}_{1-2} = \frac{10 \cdot \Delta\varphi_{1-2}}{\Delta L_{1-2}} \tag{4.2}$$

$$I_{1-2} = \frac{10 \cdot \Delta\gamma_{1-2}}{\Delta L_{1-2}} \tag{4.3}$$

$$\Delta\gamma_{1-2} = arcsin\sqrt{\begin{matrix}(sin\,\alpha_2 \cdot cos\,\alpha_1 \cdot cos(\varphi_2 - \varphi_1) - sin\,\alpha_1 \cdot cos\,\alpha_2)^2 + \\ + sin^2\,\alpha_2 \cdot sin^2(\varphi_2 - \varphi_1)\end{matrix}} \tag{4.4}$$

$$\Delta\alpha_{1-2} = \alpha_2 - \alpha_1;\quad \Delta\varphi_{1-2} = \varphi_2 - \varphi_1;\quad \Delta L_{1-2} = L_2 - L_1 \tag{4.5}$$

Известно, что ось ствола скважины характеризуется, как и любая пространственная кривая, не только кривизной, определяющей изгиб кривой в соприкасающейся плоскости в окрестности рассматриваемой точки, но и кручением, определяющим пространственное отклонение в рассматриваемой точке от соприкасающейся плоскости. Равенство кручения нулю означает плоский изгиб рассматриваемой кривой.

Непосредственно из определения зенитного и азимутального углов, а также кривизны и кручения [8, 86, 88] следует формула (4.6), пользуясь которой можно определить фактическое кручение ствола скважины:

$$\tau = \frac{(\alpha'' \cdot \varphi' - \alpha' \cdot \varphi'') \cdot \sin\alpha - \varphi'' \cdot (\alpha')^2 \cdot \cos\alpha}{(\alpha')^2 + (\varphi')^2 \cdot \sin^2\alpha} - \varphi' \cdot \cos\alpha . \qquad (4.6)$$

Кручение ствола скважины является важнейшим параметром, характеризующим качество ствола скважины и определяющим условия спуска обсадных колонн и качество их крепления.

Необходимо отметить, что вычисление кривизны и кручения ствола скважины по промысловым измерениям зенитного угла и азимута является типичной некорректной задачей вычислительной математики [8]. При определении производных α и φ с помощью разностных отношений, при стремлении шага измерений к нулю, составляющая погрешности измерений может неограниченно возрастать, что и обуславливает повышенные требования к обработке данных инклинометрии.

Большие массивы данных инклинометрических измерений, получаемые при использовании телеметрических систем, инклинометров с непрерывной регистрацией, автономных многоточечных приборов, после статистической обработки результатов позволяют повысить точность данных измерений, так как уменьшается влияние случайных ошибок, допущенных в каждом отдельном измерении. В результате статистической обработки функция, дискретные значения которой известны, аппроксимируется на определенном интервале полиномом. При этом используется математический аппарат построения оптимальных сглаживающих фильтров.

Аппроксимация полиномом дает возможность получить значение функций α(l) и φ(l) в любой точке интервала измерений и экстраполировать её на некотором интервале, что позволяет прогнозировать траекторию бурения. При статистической обработке могут быть частично выявлены и исключены аномальные результаты измерений. При этом следует учитывать, что в процессе статистической обработки ошибки измерений параметров ствола скважины трансформируются в ошибки определения координат и сказываются на точности определения положения забоя.

Интервал между точками измерений определяется в зависимости от геометрии участка проектного профиля (табл. 4.1).

ТАБЛИЦА 4.1
ЗАВИСИМОСТЬ ШАГА ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ОТ ИНТЕНСИВНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА И АЗИМУТА

Изменение зенитного угла на 100 м ствола	Изменение азимута на 100 м ствола	Шаг измерения, м	
		В открытом стволе	В диамагнитных бурильных трубах
Менее 3°	Менее 10°	50	48
3° - 5°	10° - 15°	25	24
5° - 10°	15° - 20°	10	12
Более 10°	Более 20°	5	6

4.1.1. Искривление вертикального ствола скважины

Общее искривление вертикального ствола может вызываться техническими, технологическими и геологическими причинами (табл. 4.2).

В условиях комплексного влияния указанных в табл. 4.2 факторов на проводку скважины обеспечение вертикальности её ствола является сложной задачей, требующей применения специальных технологий и технических средств.

Бурение вертикальных скважин на нефтяных и газовых месторождениях России осуществляют в пределах допустимых отклонений, учитывающих как особенности технологии строительства скважин различного назначения, так и условия их последующей эксплуатации. Допустимые отклонения фактического ствола скважины от вертикали регламентируются инструкцией по предупреждению искривления вертикальных скважин [30].

Допустимые отклонения забоя вертикальной скважины от проектной точки на кровле продуктивного горизонта определяется по табл. 4.3.

ТАБЛИЦА 4.2
ПРИЧИНЫ, ВЫЗЫВАЮЩИЕ ИСКРИВЛЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ.

Технические	Технологические	Геологические
Несовпадение оси буровой вышки с осью ротора и осью направления скважины	Потеря устойчивости нижней части бурильной колонны в процессе бурения	Анизотропия горных пород
Плохое центрирование кронблока по отношению к оси буровой вышки	Неправильный выбор типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК)	Перемежаемость пород различной твердости
Изгиб ведущей бурильной трубы	Применение режима бурения, не учитывающего конструкцию КНБК	Угол падения пластов горной породы
Эксцентричное соединение элементов КНБК	Применение промывочной жидкости, способствующей разрушению стенки ствола скважины	Тектонические нарушения пластов горной породы
Изгиб бурильных труб, входящих в состав КНБК	Абразивный износ опорно-центрирующих элементов в процессе бурения	Низкая прочность горных пород
Радиальный люфт вала забойного двигателя	Форма сечения ствола скважины	Слоистость, сланцеватость и трещиноватость горных пород

Основные причины искривления ствола вертикальной скважины:

геологические (анизотропность горных пород, перемежаемость горных пород различной твердости, угол наклона пластов, тектонические нарушения, слоистость, сланцеватость и трещиноватость горных пород, устойчивости горных пород);

- технические (эксцентричное соединение элементов КНБК, наличие изгиба, овальности утяжелённых бурильных труб, радиальный люфт вала забойного двигателя, повреждения долота, абразивный износ опорно-центрирующих элементов в процессе бурения);

- технологические (потеря устойчивости КНБК в процессе бурения, неправильный выбор типа компоновки бурильной колонны, применение режима бурения, не учитывающего конструкцию КНБК, использование промывочной жидкости, способствующей размыву стенок скважины и снижению степени их устойчивости, геометрия направляющего участка ствола скважины).

ТАБЛИЦА 4.3
ДОПУСТИМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ЗАБОЯ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Геологичес-кие условия	Опорные, поисковые скважины	Разведочные скважины	Эксплуатационные скважины глубиной, м			
			до 2000	2200-2500	2500-3000	свыше 3000
			При сетке разработки S≥200м			
Платформенные области	0.05 H	0.10 S (но не более 0.05 H)	0.10 S	0.12 S	0.15 S	0.20 S
Складочные области	0.05 H	0.05 S (но не менее 20 м)				

Примечание: в таблице H – глубина скважины, м; S – сторона сетки разработки, м.

4.1.2. Искривление наклонно направленных скважин

4.1.2.1. Причины отклонения траектории бурения от проектного профиля

Многолетняя практика направленного бурения показала, что реальные траектории бурения наклонных и горизонтальных скважин не соответствуют проектному профилю. Отклонение фактического профиля от проектных параметров направленной скважины вызвано одновременным воздействием геологических, технологических и технических факторов.

Значительные проблемы с точностью выполнения проектного профиля возникли при массовом строительстве кустовых скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. В 1979 году объем наклонного бурения в Западной Сибири составил 95.5% от общего объема бурения. Проводка наклонных скважин осуществлялась преимущественно по четырёхинтервальному профилю, который включает вертикальный участок длиной 50-200 м, интервал увеличения зенитного угла до глубины спуска кондуктора, интервал стабилизации зенитного угла и азимута до глубины 1200-1500 м и интервал уменьшения зенитного угла до проектной глубины. Четырёхинтервальный профиль считался наиболее оптимальным вариантом для наклонных скважин с проектным смещением забоя более 300 м.

Относительно небольшая глубина точки забуривания наклонного ствола позволяет достаточно точно и при минимальных затратах времени производить ориентирование отклоняющей КНБК и выведение ствола на проектное направление. Физико-механические свойства горных пород в интервале ориентированного увеличения зенитного угла дают возможность искривлять ствол скважины в соответствии с проектными решениями. При этом полностью исключается заклинивание и зависание отклоняющей КНБК в стволе скважины. Искривленный участок ствола скважины перекрывается кондуктором, что предупреждает различные осложнения, при спускоподъемных операциях. Кроме того, забуривание наклонного ствола под кондуктор позволяет существенно снизить вероятность пересечения стволов соседних скважин, что, в свою очередь, позволяет сократить расстояние между устьями скважин в кусте до 5 м и тем самым уменьшить площадь буровой площадки.

Несмотря на сравнительную простоту принятой технологии строительства наклонных кустовых скважин фактические профили законченных бурением скважин, как уже

отмечалось, выполнялись со значительными отступлениями от проектных параметров.

К нарушениям проектных решений, связанных с технологией направленного бурения, относятся:

- отклонение ствола скважины от проектного профиля сверх допустимых значений;
- пересечение соседних скважин в кусте;
- вскрытие пласта за пределами установленного круга допуска;
- незапланированное забуривание (срезка) нового ствола;
- превышение проектной интенсивности искривления ствола скважины.

К браку при проводке скважины, непосредственно связанному с технологией выбора и применения КНБК, относятся корректирование траектории бурения, нарушение сетки разработки в случае заканчивания скважины за кругом допуска, в некоторых случаях перебуривание ствола.

Существенное отклонение ствола скважины от проектного профиля, значительное искривление ствола скважины приводит к необходимости проведения корректирования траектории с помощью отклоняющих КНБК в режиме ориентированного бурения. Такая технологическая операция требует больших затрат времени и вызова геофизической партии для проведения инклинометрических измерений. Кроме того, при этом существенно снижается качество самой скважины, так как бурение интервала корректирования профиля скважины производится по радиусу значительно меньшему, чем это предусмотрено проектным профилем. При этом также формируется извилистый интервал ствола скважины с неизбежными для технологии управляемого бурения забойным двигателем-отклонителем уступами и локальными искривлениями ствола.

4.1.2.2. Технологические аспекты проводки наклонного ствола скважины

Значительные проблемы с обеспечением устойчивости работы КНБК на проектной траектории при проводке нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири возникают при бурении тангенциального интервала проектного профиля ниже кондуктора диаметром 245 мм. Проводку указанного интервала производят турбинным способом с использованием типовой КНБК, включающей долото, калибратор, турбобур в двух или трёхсекционном исполнении, над которым размещают УБТ диаметром 178 мм.

Бурение тангенциального интервала скважины ниже кондуктора осуществляют в горных породах люлинворской, талицкой, ганькинской, березовской и покурской свит, которые характеризуются:

– люлинворская свита: глины зеленовато-серые, с прослоями алевролита, склонные к кавернообразованию, в нижней части представлена мягкими опоковидными глинами;

– талицкая свита: однородные темно-серые глины, местами алевролитистые с прослоями песчаника, осыпание горных пород, в нижней части свиты имеет место сильная кавернозность ствола;

– ганькинская свита: серая глина, плотная, твердая, аргилитоподобная, не слоистая, известковистая, кремнистая, осыпание горных пород и кавернозность ствола;

– березовская свита: серые, однородные глины, в нижней части опоковидные, переходящие в опоки, осыпание горных пород, ствол имеет высокую кавернозность;

– покурская свита: переслаивание толщ песчаников, песков с глинами алевролитами, в верхней части имеет место осыпание горных пород, кавернозность ствола, в нижней – водопроявления.

Низкая устойчивость КНБК с опорно-центрирующими элементами при проводке

верхних интервалов скважин на месторождениях Западной Сибири была отмечена уже в начале применения технологии бурения кустовых скважин.

В табл. 4.4 приведены результаты бурения интервала ствола скважины от 400 до 1600 м с применением трёх типов КНБК на базе турбобура ТСШ-7$^1/_2$", которые получены авторами работы [55] на основании анализа данных бурения кустовых наклонных скважин на нефтяных месторождениях среднего Приобья.

ТАБЛИЦА 4.4
РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ КНБК В ИНТЕРВАЛЕ 400–1600 М

№ п/п	Компоновка низа бурильной колонны	Интенсивность уменьшения зенитного угла, °/100м	
		400-1100 м	1100-1600 м
1	Долото диаметром 214 мм; калибратор К-214; 2 секции турбобура ТСШ-7$^1/_2$" с центратором типа СТК на шпинделе; УБТ-178 – 12-24 м	0.02	0.64
2	Долото диаметром 214 мм; калибратор К-214; 1 секция турбобура ТСШ-7$^1/_2$" с центратором типа СТК на шпинделе; УБТ-178 – 24 м	0.68	0.61
3	Долото диаметром 214 мм; 2 секции турбобура ТСШ-7$^1/_2$" с центратором типа СТК на шпинделе; УБТ-178 – 24 м	0.56	0.42

Бурение производили при следующем режиме: осевая нагрузка на долото – 10-12 т, расход промывочной жидкости для турбобура в одно и двухсекционном исполнении - 40 л/с и 32 л/с соответственно.

Разрез горных пород в интервале применения КНБК авторами указанной выше работы разделен в соответствии с условной буримостью на следующие интервалы: 400÷1100 м (высокая буримость) и 1100÷1600 м (средняя буримость). Условная буримость (средняя механическая скорость бурения) получена на основании анализа результатов бурения опорно-технологических скважин, при бурении которых фиксировалась механическая скорость проходки при постоянном режиме бурения.

Минимальный темп снижения зенитного угла ствола скважины, как это следует из табл. 4.4, имеет место в случае применения КНБК № 1. В работе [55] также отмечается, что при бурении данной КНБК обеспечивается стабилизация и азимутального направления ствола скважины.

Результаты бурения с использованием КНБК № 1, 2, 3 в интервале 400-1100 м не могут быть объяснены только изменением их геометрических размеров. КНБК № 2 и № 3 являются упрощенными вариантами КНБК № 1. В сравнении с конструкцией последней КНБК из их состава исключена одна секция турбобура ТСШ-7$^1/_2$" (КНБК № 2) и калибратор К-214 (КНБК № 3). Отмеченные изменения привели к значительному ухудшению работы КНБК в части стабилизации зенитного угла ствола скважины.

Если сравнивать КНБК № 1 и № 2, то их направляющая часть имеет одинаковые геометрические размеры. Исключение из состава КНБК № 1 второй секции турбобура ТСШ-7$^1/_2$", как будет показано ниже, не должно оказывать существенного влияния на интенсивность искривления ствола скважины, поскольку в данных случаях КНБК опирается на стенку ствола верхней частью первой секции турбобура.

В работе [110] проведен анализ бурения наклонно направленных скважин, бурение которых осуществляло Стрежевское УБР в 1973-1974 г.г. Автором работы [110] анализировалось влияние величины радиального люфта вала шпинделя турбобура на интенсивность уменьшения зенитного угла ствола скважины в интервале бурения 490÷1750 м.

Результаты данного анализа для шпинделей с величиной радиального люфта вала 1 и 3 мм представлены в табл. 4.5.

ТАБЛИЦА 4.5
ИНТЕНСИВНОСТЬ УМЕНЬШЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА ПО ИНТЕРВАЛАМ БУРЕНИЯ

Интервал бурения, м	Характеристика горной породы	Радиальный люфт вала шпинделя турбобура ТСШ-7$^1/_2$"	
		1 мм	3 мм
490-810	Устойчивые	0.17	0.62
	Склонные к каверно-образованию	0.79	1.83
810-1750	Устойчивые	0.43	0.95
	Склонные к каверно-образованию	1.75	3.50

При бурении турбобуром ТСШ-7$^1/_2$" в интервале 490-810 м, сложенном устойчивыми горными породами, интенсивность уменьшения зенитного угла ниже, чем при бурении высоколитражным (расход промывочной жидкости – 42÷44 л/сек) турбобуром 3ТСШ-195ТЛ при одинаковых значениях радиального люфта вала шпинделя турбобура (см. табл. 4.5).

В.В.Кульчицким проведены исследования влияния геологических факторов на характер искривления наклонно направленного ствола скважины при бурении КНБК с центрирующими элементами [48]. В данной работе приведен сравнительный анализ механической скорости бурения, интенсивности искривления ствола скважины и результатов кавернометрии ствола в интервале первого долбления ниже кондуктора в пределах залегания горных пород люлинворской, талицкой, ганькинской, березовской и покурской свит.

Как следует из приведенного в работе [69] промыслового материала, при бурении наклонно направленных скважин на различных месторождениях Западной Сибири, результаты работы КНБК в значительной степени зависят от глубины скважины. В некоторых случаях фактические результаты работы КНБК противоположны показателю её назначения. Другими словами, одна и та же КНБК при практически одинаковых параметрах режима бурения может, как уменьшать зенитный угол ствола скважины в процессе бурения, так и увеличивать его, как правило, при проводке нижнего интервала планируемого участка стабилизации.

Установлено, что максимальный (до 0.5°/20м) темп снижения зенитного угла наблюдается при прохождении интервалов, представленных горными породами люлинворской и березовской свит, минимальная интенсивность уменьшения зенитного угла отмечена в горных породах талицкой и ганьковской свит, а бурение с увеличением зенитного угла осуществляется в покурской свите. Необходимо отметить, что люлинворская и березовская свиты характеризуются наличием мягких опоковидных глин и опок.

Автором работы [69] установлена также зависимость темпа искривления ствола скважины от типа применяемого долота. В указанной работе отмечено, что КНБК с долотом типа СГН обладают большей устойчивостью на проектной траектории, чем при использовании долота МЗГВ. Отмечается также положительное влияние на работу КНБК величины механической скорости бурения: чем выше скорость бурения, тем меньше интенсивность снижения зенитного угла.

На рис. 4.1 приведены графики результатов инклинометрических измерений интервала первого долбления ниже кондуктора скважин, пробуренных в 1986 году на Быстринском месторождении. Проводку указанного интервала ствола скважины осуществляли КНБК включающей: долото III-215.9-МЗГВ-2, калибратор9-КП-215-МСТ, одна секция турбобура А7ПЗ с центратором типа РСТК или ЦД-1 диаметром 213-214 мм в нижней части шпинделя, УБТ-178-10 м. Бурение производили при следующем режиме: осевая нагрузка 10÷13 тонн, расход промывочной жидкости – 44 л/с.

Для анализа характера изменения зенитного угла ствола с глубиной отобраны скважины, которые имеют близкие значения зенитного угла в начале интервала бурения. В свою очередь, отобранные скважины разделены на две группы – с начальным зенитным углом в диапазоне от 16° до 18° (скважины № 3211, 2216, 1575) и от 21° до 24° (скважины № 1575, 1507, 2216, 2245, 5532, 607, 3211).

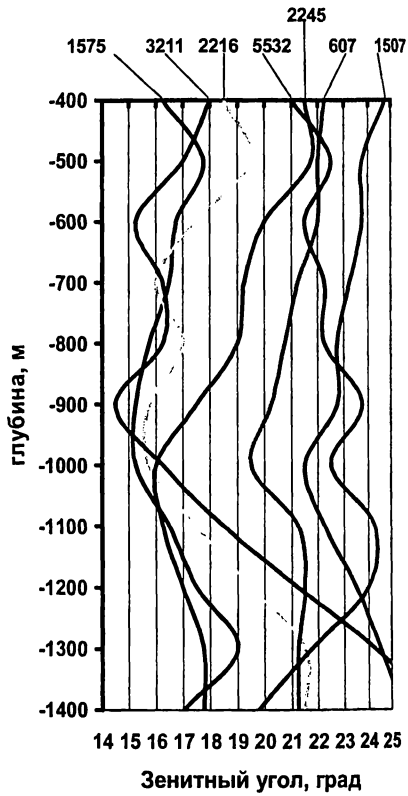


Рис. 4.1. Инклинометрия ствола скважин в интервале 400-1400 м на Быстринском месторождении (скважины №№ 1515, 1507, 2216, 2245, 5532, 607, 3211)

На рис. 4.1, где приведены зависимости величины зенитного угла от длины ствола для указанных групп скважин, можно выделить следующие интервалы, при бурении которых происходит существенное изменение направления бурения:

- 400-700 м – уменьшение зенитного угла;
- 700-800 м – стабилизация или малоинтенсивное увеличение зенитного угла;
- 800-1000 м – уменьшение зенитного угла;

1000-1400 м – устойчивое увеличение зенитного угла (за исключением скважины № 5532).

В целях выявления взаимосвязи азимутального и зенитного искривления ствола скважины в горно-геологических условиях проводки наклонных скважин на Быстринском месторождении была рассчитана по интервалам средняя интенсивность изменения зенитного угла и азимута через каждые 100 м на интервале первого долбления ниже кондуктора. Результаты представлены на рис. 4.2 в виде диаграммы интенсивности изменения зенитного угла и азимута с глубиной скважины [69]. Из графиков следует, что проводка всего анализируемого интервала осуществляется с увеличением азимута, причем максимальный темп увеличения азимута совпадает с максимальной интенсивностью

снижения зенитного угла ствола (интервал 500-600 м). Искривление ствола скважины с увеличением зенитного угла осуществляется в отложениях покурской свиты, а максимальный темп снижения зенитного угла имеет место при прохождении люлинворской и березовской свит. В интервале первого долбления ниже кондуктора диаметром 245 мм можно выделить участки, при прохождении которых искривление ствола происходит поразному, причем, влияние факторов, дестабилизирующих работу КНБК, усиливается при бурении в мягких, склонных к осыпанию и гидроэрозии горных породах.

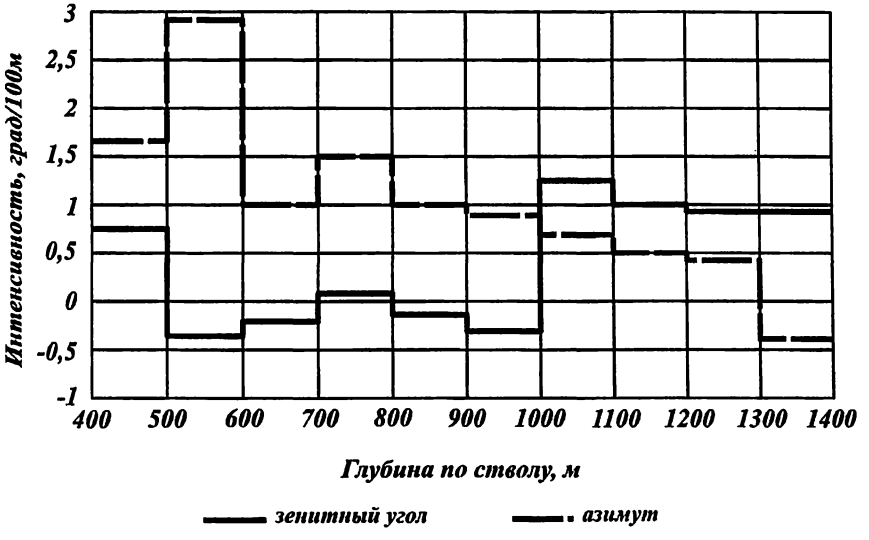


Рис. 4.2. Диаграмма средних значений интенсивности изменения зенитного угла и азимута в интервале 400-1400 м

Таким образом, на нефтяных месторождениях Западной Сибири интервал глубин от 500 до 1500 м представлен свитами горных пород, при пересечении границ которых происходит скачкообразное изменение и темпа и направления зенитного и азимутального искривления ствола скважины.

Анализ практики бурения наклонных скважин в Западной Сибири, а также проведенных промысловых исследований технологии проводки турбинным способом тангенциального интервала профиля скважины с помощью КНБК с центраторами позволил установить, что основными факторами, определяющими устойчивость КНБК на проектной траектории, являются горно-геологические и технико-технологические факторы:

- прочность разбуриваемых горных пород;
- устойчивость стенки ствола скважины;
- тип долота;
- радиальный люфт вала турбобура;
- осевая нагрузка на долото;
- расход промывочной жидкости.

4.1.2.3. Влияние радиального люфта вала шпинделя турбобура на траекторию бурения

За счет радиального люфта вал шпинделя турбобура смещается от оси КНБК, что приводит к следующим негативным последствиям:

-нарушается схема работы КНБК;

-имеет место прецессия вала шпинделя.

Результатом прецессии вала шпинделя турбобура является увеличение диаметра ствола скважины в сравнении с номинальным значением.

Опытные работы по определению влияния радиального люфта вала шпинделя турбобура на параметры кривизны наклонно направленных скважин проводились в 1978 – - 1980 г.г. в производственных объединениях «Сургутнефтегаз» и «Нижневартовскнефтегаз» [56].

Исследования проводились в рамках этапа № 1 «Поисковые работы по бурению наклонно направленных скважин с отклонением до 3000 м» темы № 2 «Разработка комплекса технических средств и технологических мероприятий для проводки скважин в заданном направлении». В работе принимали участие сотрудники производственного экспериментально-исследовательского отдела по бурению (зав. Отделом Ю.И. Давыдов) и лаборатории наклонно направленного бурения и борьбы с кривизной (зав. Лабораторией А.Г.Калинин) ВНИИБТ.

Сборку шпинделей ШТ-195 с радиальным люфтом вала до 1.0 мм осуществляли путем селективной сборки радиальных опор. При этом измерялись диаметры радиальных опор и втулок радиальных опор и выбирались втулки с наибольшим диаметром, а опоры с наименьшим диаметром.

Для получения шпинделей с радиальным люфтом от 3 до 4 мм применялись радиальные опоры и втулки с соответствующим износом, а также путем проточки втулок опор до необходимого диаметра. Проставочные кольца отбирались с возможно большим внутренним диаметром, чтобы диски подпятников не соприкасались с ними.

После сборки радиальный люфт шпинделя измерялся при помощи специального приспособления конструкции ВНИИБТ, которое создавало статическое усилие на вал в поперечном направлении около 13 кН. Радиальный люфт определялся с учетом деформации резины радиальных опор шпинделя.

Поскольку измерения радиального люфта вала производились не в самой нижней радиальной опоре, а около торца центратора типа СТК, закрепленного на ниппеле шпинделя ШТ-195, все фактические величины радиального люфта получены расчетным путем с учетом поправки на расстояние от точки измерения до центра нижней радиальной опоры вала шпинделя.

Испытания шпинделей с известными величинами радиальных люфтов проводились в Нижневартовских управлениях буровых работ № 1 и № 2 на Самотлорской месторождении при бурении наклонных скважин в интервале 400 - 1000 м по вертикали. В данном интервале искривление ствола осуществляется преимущественное с уменьшением зенитного угла.

Шпиндели с известными величинами радиального люфта вала шпинделя турбобура отрабатывались в следующих условиях.

1. Бурение велось с помощью буровых установок БУ-80-БрЭ и БУ-75-БрЭ, укомплектованных двумя насосами У8-6М.

2. Производительность насосов 42÷44 л/сек, давление промывочной жидкости 16÷13 МПа, осевая нагрузка на долото 100÷180 кН.

3. В качестве промывочной жидкости при первом долблении из-под кондуктора

применялась техническая вода.

4. Шпиндели отрабатывались в скважинах с диапазоном зенитных углов ствола от 20° до 30°;

Конструкция КНБК:

долото Ш-215.9 МЗ-ГВ или Ш-215.9 СГВ;
калибратор 10КС 215.9 диаметром 215.9–215.0 мм;
турбобур ЗТСШ-195ТЛ;
центрирующее кольцо СТК на шпинделе диаметром 214 мм;
расстояние от долота до середины калибратора 450 ± 30 мм;
расстояние от середины калибратора до середины кольца СТК 700 ± 70 мм;
утяжеленные бурильные трубы УБТ - 178× 90 – 12 м;
бурильные трубы из легкого сплава ЛБТ 147× 11 – 24 м;
стальные бурильные трубы ТБПВ 127× 9 - 450 м
бурильные трубы из легкого сплава ЛБТ 147× 11.

Показателем назначения КНБК при номинальном диаметре ствола скважины, центратора СТК-700 и отсутствии радиального люфта вала забойного двигателя является малоинтенсивное увеличение зенитного угла. Причем расчетная интенсивность увеличения зенитного угла ствола скважины в зависимости от величины начального зенитного угла может достигать 3°/100м [72].

В период с 1978 по 1980 годы Нижневартовскими УБР № 1 и № 2 на Самотлорской площади отработаны в 24 скважинах шпиндели, имеющие радиальный люфт вала до 1 мм, а в 27 скважинах были использованы шпиндели с радиальным люфтом вала от 3 до 4 мм.

На рис. 4.3 представлены зависимости изменения зенитного угла ствола от глубины скважины, полученные на основании результатов инклинометрических измерений интервала применения турбобуров, шпиндель которых имеет известный радиальный люфт. При бурении скважины № 3758 отрабатывался шпиндель с радиальным люфтом до 1 мм, а при бурении скважины № 15361 – шпиндель с радиальным люфтом вала 3-4 мм.

Из рис. 4.3 следует, что изменение зенитного угла при бурении интервала 400 - 1000 м ствола происходит неравномерно. При глубине ствола скважины 600 и 900 м темп изменения зенитного угла существенно изменяется. Аналогичные точки перегиба кривых изменения зенитного угла с глубиной выявлены при анализе инклинометрии ствола других скважин, для бурения которых использовались шпиндели с известным радиальным зазором вала.

Анализ полученных результатов отработки шпинделей с известным радиальным люфтом был осуществлен в следующих интервалах монотонного изменения зенитного угла: 400-600 м; 600-900 м и 900-1000 м, характерных для большинства анализируемых скважин.

Все отобранные материалы по скважинам, в которых проводились опытные работы, были разделены по типу (СГВ и МЗГВ) применяемого долота на две части.

Для статистического анализа были выбраны скважины, пробуренные долотом типа МЗГВ, так как таких скважин в числе отобранных в соответствии с указанными условиями оказалось большинство, что позволяет производить более качественную статистическую оценку данных опытных работ. Анализ инклинометрических данных ствола, пробуренных шарошечным долотом 215.9-МЗГВ, интересен еще и тем, что КНБК с таким долотом отличается низкой устойчивостью на проектной траектории и непредсказуемостью результатов бурения, что было отмечено еще при первых испытаниях такого типа долота [56].

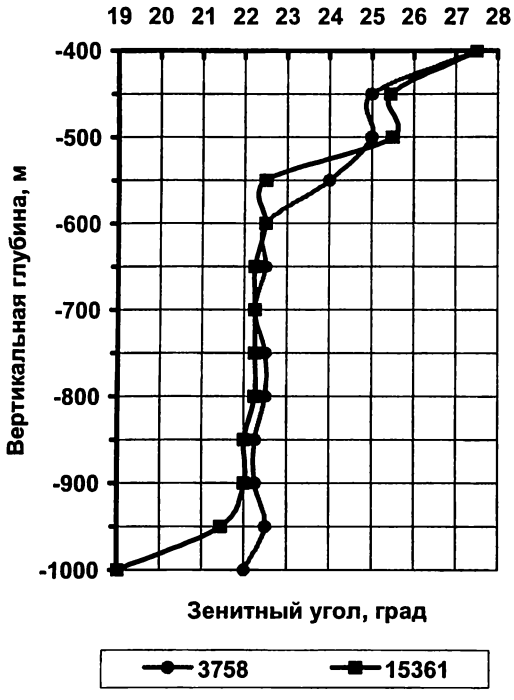


Рис. 4.3. Инклинометрия интервала применения шпинделей с известным радиальным люфтом вала (до 1 мм – скважина № 3758, 3-4 мм – скважина № 15361)

Статистическая обработка результатов опытных работ производилась в соответствии с инструкцией ВНИИБТ по статистическому анализу информации [31].

Для получения количественных характеристик траектории бурения с использованием шпинделей с известными радиальными люфтами вала для каждого из установленного интервала (400-600-900-1000 м) были рассчитаны значения кривизны ствола скважины, а также угол ориентации дуги окружности, аппроксимирующей ось ствола скважины на этом же интервале, в соответствии с известным методом [114]

Для итогового анализа выбраны интервалы, при бурении которых зенитный угол ствола скважины уменьшался, поскольку таких скважин оказалось большинство.

Результаты статистической обработки представлены в табл. 4.6

Как следует из табл. 4.6 существенная разница в величине кривизны ствола скважины, пробуренного с применением шпинделей с максимальным и минимальным радиальным люфтом вала, имеет место в интервале 600-900 м, сложенном сравнительно устойчивыми горными породами. Проведенный статистический анализ показывает, что устойчиво ведут себя на проектной траектории КНБК с минимальным радиальным люфтом вала шпинделя турбобура. С увеличением радиального люфта имеет место существенное отклонение результатов измерений от среднего значения, что характеризуется величиной дисперсии и уровнем надежности.

В интервалах 400-600 м и 900-1000 м на основании результатов статистического анализа нельзя сделать однозначных выводов о характере влияния радиального люфта

вала шпинделя на траекторию бурения. При проходке интервалов залегания неустойчивых, рыхлых, склонных к осыпанию горных пород на кривизну формируемого ствола значительно более сильное влияние оказывают другие факторы, связанные с формированием ствола скважины непосредственно за долотом, а также схема взаимодействия системы «долото-калибратор» с забоем и стенкой ствола скважины.

ТАБЛИЦА 4.6
РЕЗУЛЬТАТЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ОТРАБОТКИ ШПИНДЕЛЕЙ С ФИКСИРОВАННЫМ РАДИАЛЬНЫМ ЗАЗОРОМ

Интервал, м	Среднее		Дисперсия		Стандартная ошибка		Стандартное отклонение		Уровень надежности		К-во скважин %	
	Радиальный люфт вала шпинделя, мм											
	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4
400-600	1.56	1.52	0.89	1.11	0.36	0.35	0.94	1.05	0.87	0.81	63	82
600-900	0.40	0.63	0.04	0.40	0.08	0.24	0.21	0.63	0.22	0.58	54	63
900-1000	1.26	1.71	1.74	2.37	0.59	0.49	1.32	1.54	1.64	1.10	50	100

Необходимо отметить, что провести исследования влияния на работу КНБК каждого из указанных выше факторов в промысловых условиях и получить количественные характеристики процесса искривления не представляется возможным. Так как, например, определить величину гидроэрозии стенки скважины на 1.0÷2.0 м выше долота в месте расположения центратора как ранее, так и на данный момент времени невозможно из-за отсутствия методики такого исследования и соответствующих технических средств.

Кроме того, не существует способа для определения величины внедрения опорных элементов калибратора и центратора в стенку ствола скважины в процессе бурения.

Таким образом, результатом проведения промысловых исследований может быть только выявление доминирующих факторов, определяющих формирование профиля ствола скважины, определение уровня эффективности новых технических решений, а также устойчивости на проектной траектории предлагаемых КНБК.

Проведенные опытно-промысловые работы по оценке влияния люфта вала турбобура на траекторию бурения дают основание сделать следующие выводы.

1. Величина радиального люфта вала шпинделя турбобура оказывает существенное влияние на кривизну формируемого ствола в устойчивой части разреза в интервале первого долбления ниже кондуктора диаметром 245 мм.

2. В условиях опытных работ по применению шпинделей с фиксированным зазором вала шпинделя в интервале бурения от 600 до 900 м увеличение радиального зазора с 1 до 3÷4 мм приводит к увеличению темпа снижения зенитного угла в 1.6 раз.

3. В процессе проводки ствола скважины в рыхлых, неустойчивых горных породах, склонных к осыпанию и гидроэрозии решающее влияние на траекторию бурения оказывают факторы, связанные с состоянием стенки ствола и взаимодействием долота, калибратора и центратора со стволом скважины и способствующие снижению устойчивости КНБК на проектной траектории.

4. Степень влияния доминирующих факторов на устойчивость КНБК на проектной траектории может быть определена аналитическим путём с использованием математической модели, учитывающей конструктивные особенности гидравлических забойных двигателей, режимные параметры бурения.

4.1.3. Искривление горизонтальных скважин

Требования к проводке завершающих интервалов профиля наклонной скважины и направляющей части горизонтальной скважины существенно отличаются в части точности угла вскрытия продуктивного пласта. При проектировании горизонтальной скважины в отличие от наклонного бурения жёстко регламентируется как зенитный угол, так и азимут вскрытия продуктивного пласта в установленном круге допуска на его кровле.

Задача выведения ствола горизонтальной скважины в заданный круг допуска реализуется при бурении завершающего навигационного интервала профиля направляющей части горизонтальной скважины. В интервале навигационного бурения осуществляют увеличение зенитного угла и корректирование азимута траектории бурения с целью выведения ствола скважины в заданную кругом допуска область пласта с заданными значениями зенитного угла и азимута. Поскольку бурение навигационного интервала и горизонтального участка осуществляют в управляемом режиме, то и общее отклонение траектории бурения от проектного профиля вызывается в основном технологическими причинами, а также факторами субъективного характера.

Рассмотрим схемы вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом.

При тангенциальном проектном профиле горизонтального участка, который пересекает продуктивный пласт от его кровли до подошвы, зенитный угол ствола скважины на кровле пласта должен быть равен:

$$\alpha = arccos\frac{h}{L_г} \tag{4.7}$$

где h – мощность (толщина) вскрываемого горизонтальным стволом пласта, м;
$L_т$ – длина горизонтального участка, м;
α – зенитный угол ствола на кровле пласта, град.

Проводка горизонтального участка в продуктивном пласте по проектному профилю существенно осложняется из-за ошибок в определении глубины расположения кровли, величина которых может достигать нескольких метров. При этом, например, в случае ошибки в глубине расположения кровли пласта на 1 м при величине зенитного угла свыше 88° отклонение ствола скважины от проектной точки вскрытия превысит 30 м, что близко к предельному значению радиуса круга допуска, который задаётся геологической службой нефтедобывающего предприятия.

Обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданном круге допуска в случае недостаточной информации можно за счёт уменьшения зенитного угла на кровле пласта и проводки горизонтального участка с увеличением зенитного угла. При этом радиус кривизны вогнутого профиля горизонтального участка определяется выражением:

$$R = \frac{S_п^2 + h^2}{2 \cdot h} \tag{4.8}$$

где $S_п$ - протяжённость интервала вскрытия продуктивного пласта, м;
h – мощность (толщина) вскрываемого горизонтальным стволом пласта, м;
R – радиус кривизны горизонтального участка, м.

Зенитный угол ствола скважины на кровле пласта при выполнении условия (4.8):

$$\alpha = arccos\frac{S_п}{R} \tag{4.9}$$

где R – радиус кривизны горизонтального участка в виде дуги окружности, м.

Расчётная кривизна профиля горизонтального участка в виде дуги окружности при вскрытии продуктивных пластов стволом длиной несколько сотен метров составляет 0.5÷2.5°/100 м. Обеспечить такую интенсивность искривления ствола в продуктивном пласте с помощью типовых технических средств является сложной технической задачей, поэтому подавляющее число горизонтальных скважин проектируются с двухинтервальным горизонтальным участком (рис. 4.4).

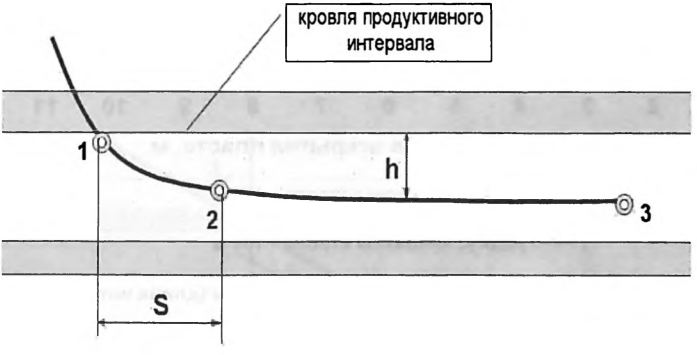


Рис. 4.4. Схема вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом с двумя интервалами. 1 – точка пересечения ствола скважины с кровлей целевого продуктивного интервала, начало горизонтального участка; 2 – точка завершения выполаживания горизонтального участка; 3 – конечная цель бурения горизонтального участка; 1-2 – интервал выведения ствола на горизонтальное направление; S – горизонтальная проекция интервала 1-2; h – допустимый интервал вскрытия пласта по вертикали

Прямолинейную часть горизонтального участка необходимо пробурить в продуктивном пласте в заданном геологической службой «коридоре допустимых отклонений». При этом минимальная величина зенитного угла (α) ствола скважины при пересечении кровли ограничивается величиной коридора допустимых отклонений или толщиной продуктивной части пласта и минимально допустимым значением радиуса кривизны ствола скважины в интервале выведения ствола на горизонталь:

$$\alpha = arccos\frac{\sqrt{2 \cdot R \cdot h - h^2}}{R} \tag{4.10}$$

где h – допустимый интервал вскрытия по вертикали от кровли пласта, м;
R – радиус кривизны ствола скважины на интервале выведения ствола на горизонталь, м;
α – зенитный угол в точке вскрытия кровли пласта, град.

На рис. 4.5 приведены графики зависимости величины минимального зенитного угла на кровле пласта от его толщины для различных радиусов кривизны участка выведения ствола на горизонтальное направление.

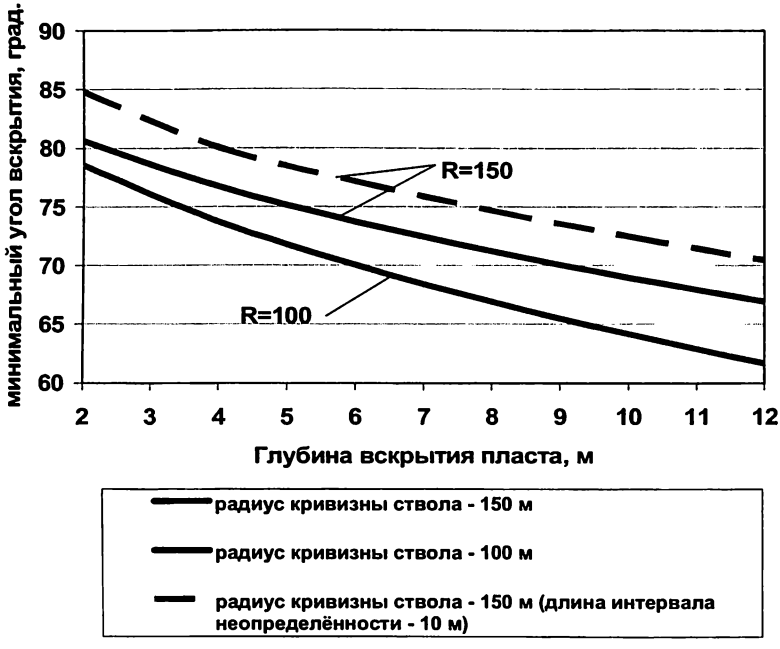


Рис. 4.5. Зависимость зенитного угла на кровле продуктивного пласта от глубины его вскрытия двухинтервальным горизонтальным участком

В связи с имеющей место неопределённостью положения кровли продуктивного пласта начало корректирования траектории бурения определяют по факту пересечения кровли на основании данных, полученных в процессе бурения. Современный каротаж в процессе бурения предоставляет возможность принятия оперативных решений при проектировании траектории дальнейшего бурения. Для проведения такого каротажа навигационные телесистемы дополнительно оснащаются геофизическим блоком определения электрического сопротивления и естественного γ-излучения горных пород. Основным ограничением современных навигационно-геофизических телесистем является низкая скорость передачи информации, что не позволяет передавать в реальном времени всю полученную информацию, оперативно обрабатывать и получать необходимые и достаточные параметры о пласте для принятия решения по корректированию траектории бурения. Кроме того, традиционная технология направленного бурения основана на гидравлическом забойном двигателе, который располагается между долотом и телеметрической системой. По указанным причинам достоверная информация о реальном вскрытии продуктивной части пласта может быть получена только через 10-20 м бурения после вскрытия его кровли, что должно учитываться как на стадии проектирования горизонтальной скважины, так и в процессе её проводки. Минимальная длина интервала неопределённости равна расстоянию от долота до геофизических датчиков телесистемы.

С учётом запаздывания информации о пласте для вписывания горизонтального ствола в продуктивную часть пласта или коридор его проводки необходимо, как это следует из графика на рис. 4.5, увеличить угол вскрытия кровли пласта не менее чем на 5°.

Величина зенитного угла вскрытия кровли продуктивного пласта с учётом интервала неопределённости может быть рассчитана по формуле (рис. 4.6):

$$\alpha = arcsin\frac{R\cdot(R-h)+\sqrt{R^2\cdot(R-h)^2-(R^2+l^2)\cdot(h^2-2\cdot R\cdot h+R^2-l^2)}}{R^2+l^2} \qquad (4.11)$$

где l – длина интервала неопределённости (минимальное значение равно расстоянию от долота до датчиков телесистемы), м.

При этом длина горизонтальной проекции (S) интервала выведения ствола на горизонталь равна (рис. 4.6):

$$S = R\cdot cos\alpha + l\cdot sin\alpha \qquad (4.12)$$

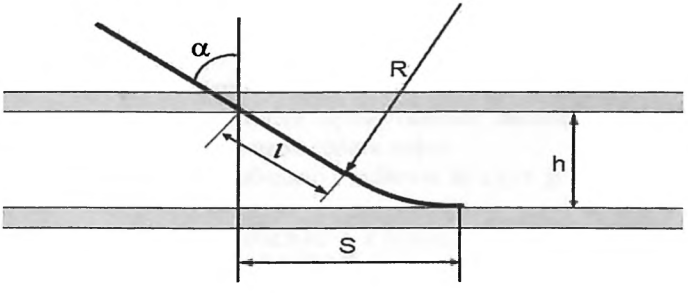


Рис. 4.6. Расчётная схема определения максимального интервала неопределённости

Вход ствола продуктивный в пласт с меньшими зенитными углами приводит к необходимости принятия оперативных решений по корректировке траектории бурения, которые на практике сводятся к применению технических средств и технологических мероприятий, направленных на уменьшение радиуса кривизны ствола скважины сверх допустимого значения. Во многих случаях принятые меры по корректированию траектории бурения не дают положительного результата, что приводит к выходу ствола из продуктивной части пласта (рис. 4.7, 4.8).

При наличии подошвенной воды выход горизонтального ствола за пределы установленного «коридора бурения» приводит к быстрому обводнению добывающей скважины, независимо от длины горизонтального ствола и качества вскрытия продуктивного интервала после выведения траектории на горизонталь.

На рис. 4.9 представлены фактические профили горизонтального ствола от точки вскрытия кровли пласта до забоя скважины. Сплошной линией показан профиль скважин, имеющих показатели, близкие к проектным значениям и стабильную динамику работы за время их эксплуатации, а пунктирной линией – скважины с высокой началь-

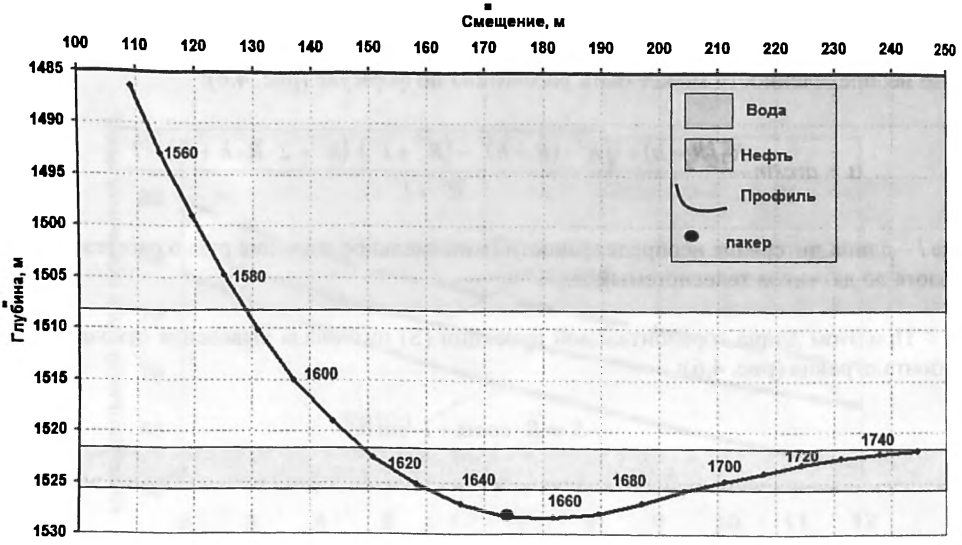


Рис. 4.7. Фактический профиль горизонтального ствола, вскрывшего продуктивный пласт малой мощности

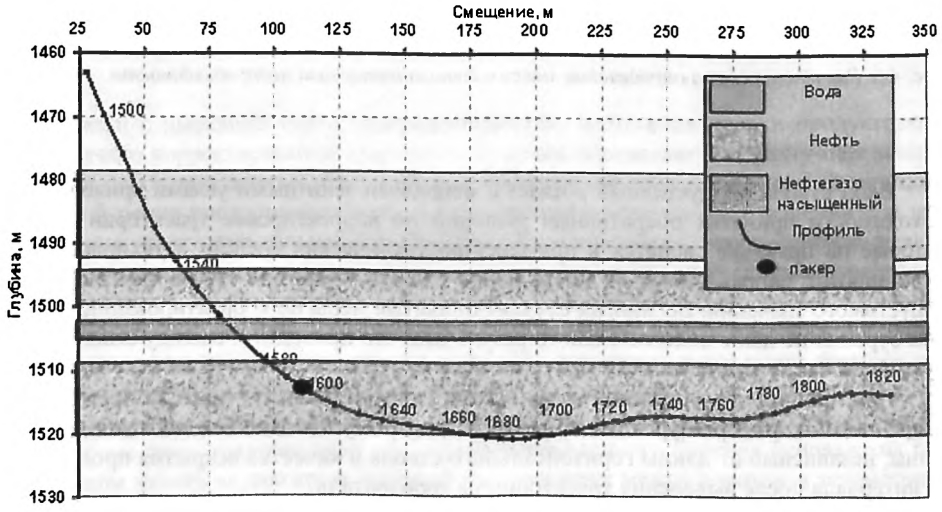


Рис. 4.8. Фактический профиль горизонтального ствола, вскрывшего многопластовую залежь

ной обводненностью продукции, низким начальным дебитом и высоким темпом ухудшения начальных показателей.

В табл. 4.7 представлены показатели эксплуатации скважин, профиль которых приведен на рис. 4.9.

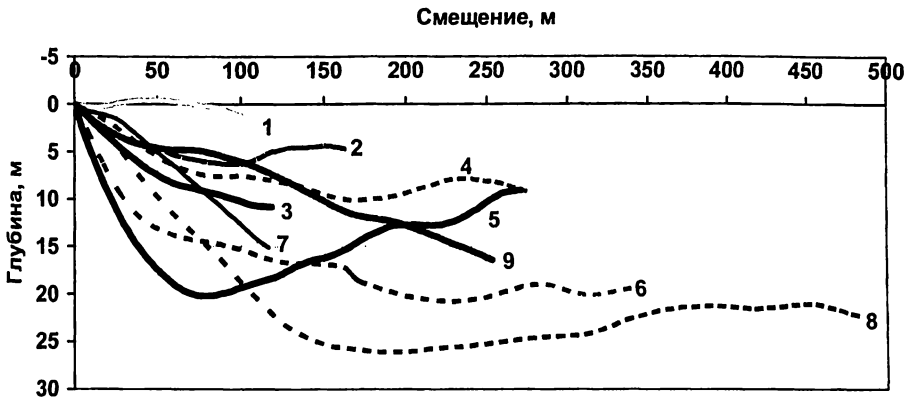


Рис. 4.9. Фактические профили горизонтальной части скважин в продуктивном пласте

Наиболее эффективными являются горизонтальные скважины № 1 и № 3, которые характеризуются следующей динамикой дебита нефти:

-скважина № 1 – работает стабильно с дебитом 50 т/сут. и более. При обводнённости 4-6%;

-скважина № 3 – работает стабильно с дебитом нефти более 50-60 т/сут. и обводнённостью 5-10%.

Скважина № 3 расположена в водонефтяной зоне с нефтенасыщенной толщиной, равной 20 м.

По большинству анализируемых горизонтальных скважин (табл. 4.7) наблюдается значительное снижение дебита нефти в течение начального периода эксплуатации. При снижении дебита поведение динамика обводнённости скважин различается:

- изменяется незначительно – (скважина № 9);
- существенно возрастает – скважины № 2 и № 8;
- обводнённость скважин №№ 4, 6 достигает 90%.

Если сравнивать группы анализируемых скважины, то, как это следует из табл. 4.7, скважины с неудовлетворительными эксплуатационными показателями пробурены в участках пласта с меньшей толщиной. Данный фактор, а также недостаточная величина зенитного угла вскрытия пласта являются одной из причин выхода ствола за пределы продуктивной части пласта. При этом в случае залежи с подстилающей водой скважина обводняется независимо от длины горизонтального ствола, например, скважина № 8.

Таким образом, ключевым в технологии проводки горизонтального участка скважины является этап вскрытия кровли продуктивного пласта и выведения ствола на горизонтальное (вдоль продуктивного пласта) направление.

Технология вскрытия пласта и выведения ствола на горизонталь и технические средства для её реализации должны соответствовать как параметрам самого пласта, так и установленным требованиями по точности выполнения проектного профиля и, наоборот,

требования к точности проводки горизонтального участка должны учитывать не только геологические параметры, но и техническую характеристику применяемых технических средств.

ТАБЛИЦА 4.7
ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

№ скважины	Глубина проводки		Угол вскрытия пласта	Длина ГС, м	Нефтенасыщенная
	по стволу	по вертикали			толщина, м
Скважины с низкими показателями эксплуатации					
2	1849.2	1566.7	90.3°	165	7
8	1676.0	1524.0	74.0°	544	18
6	1603.3	1497.6	65.5°	314	5
4	1664.8	1510.0	84.5°	305	9
Эффективные скважины					
5	1561.8	1503.6	62.6°	278	10
7	1910.0	1504.3	83.5°	170	10
1	2125.6	1516.3	88.0°	255	10
9	1640.0	1503.8	80.0°	256	10
3	1663.4	1500.0	79.0°	126	20

При разбуривании месторождения горизонтальными скважинами уровень знаний о геологическом разрезе должен быть значительно выше, чем при строительстве вертикальных или наклонных скважин. Детальные знания о пластах горной породы, расположенных непосредственно над кровлей продуктивного пласта, являющегося целью бурения, дадут возможность выявить реперные пласты, которые позволят вести отсчёт глубины забоя в этом случае не от устья скважины, а от кровли целевого пласта, что значительно повысит точность его вскрытия. Информация о реперных пластах позволит также не только уточнить глубину расположения кровли продуктивного пласта относительно забоя, но и угол падения пласта в азимуте бурения горизонтального ствола. Наличие реперного пласта позволяет определить радиус траектории бурения, обеспечивающий проектный угол вскрытия кровли пласта.

На рис. 4.10 представлена расчётная схема определения радиуса траектории бурения от реперного до кровли продуктивного пласта.

Если реперный пласт расположен параллельно кровле продуктивного пласта, то можно определить радиус кривизны бокового ствола, при котором обеспечивается планируемый угол вскрытия по формуле (рис. 4.10):

$$R = \frac{H}{(\sin\alpha_c - \sin\alpha_в)\cdot\sin\gamma - (\cos\alpha_в - \cos\alpha_c)\cdot\cos\gamma} \qquad (4.13)$$

где R – радиус кривизны траектории бурения от репера до кровли пласта, м;
H – расстояние между реперным пластом и кровлей продуктивного пласта, м;
γ – угол падения пластов, град.;

α_C – необходимый угол вскрытия кровли пласта, град.;
α_B – зенитный угол бокового ствола при пересечении реперного пласта, град.

Методика корректирования траектории бурения, основанная на реперных пластах, была использована при проводке первого горизонтального ствола на морском газоконденсатном месторождении Штормовое (Чёрное море).

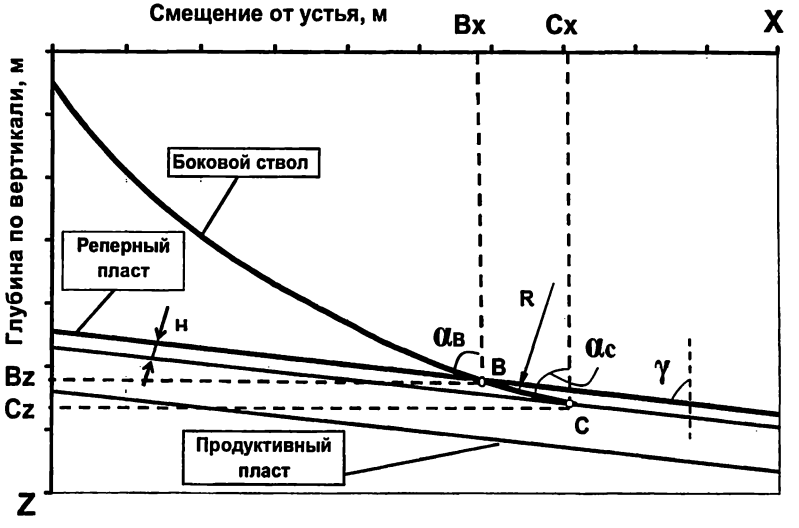


Рис. 4.10. Расчётная схема корректирования траектории бурения после вскрытия реперного пласта

Продуктивный пласт газоконденсатного месторождения Штормовое представлен карбонатными породами, которые являются мелкопористыми коллекторами и отличаются неоднородностью. Нижняя часть продуктивного пласта расчленена горизонтально расположенными прослоями мергеля небольшой мощности. Покрышка продуктивного пласта представлена глинами и мергелями.

Наклонно направленная скважина № 21 была пробурена для эксплуатации продуктивных отложений нижнего палеоцена на глубину 2320 м по стволу и обсажена эксплуатационной колонной диаметром 146 мм. Ствол скважины Штормовая 21 на глубине 1808-1809 м по вертикали пересек пласт, отличающийся от окружающих горных пород низкой скоростью бурения и расположенный от кровли продуктивного пласта на расстоянии 6-7 м. Наличие такого реперного пласта и его расположение подтверждается данными соседних скважин куста, что говорит о его параллельности кровле продуктивного пласта в зоне контура его питания.

На рис. 4.11 приведены зависимости времени бурения 1 м основного и бокового ствола скважины № 21 Штормовая (Черное море) от вертикальной глубины.

По минимальной скорости бурения (экстремумы графиков соответствуют глубине 1809 м) можно выделить реперный пласт на глубине 1808-1809 м, залегающий над целевым пластом на расстоянии 6-7 м от его кровли.

Цель бурения бокового ствола заключалась в пересечении части продуктивного пласта в интервале вертикальных глубин 1820-1830 м, который по данным геофизических исследований обладает максимальной проницаемостью.

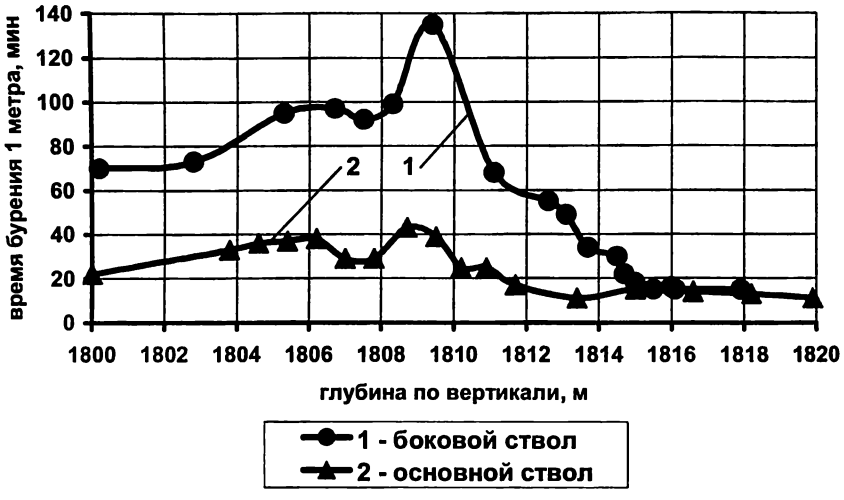


Рис. 4.11. График времени бурения основного и бокового ствола скважины № 21 Штормовая

Следовательно, в целях пересечения зоны продуктивного пласта с высокими коллекторскими свойствами необходимо войти в кровлю под углом 85°. Для этого дальнейшее бурение в соответствии с формулой (4.13) необходимо осуществлять по радиусу 122 м. Поэтому с глубины 1809 м по вертикали увеличили угол перекоса секций двигателя-отклонителя ДГ-95. Благодаря своевременному корректированию технологии проводки скважины продуктивный пласт был вскрыт боковым стволом через 14 м бурения на глубине 1816 м по вертикали при зенитном угле 84.5°, что позволило пробурить весь горизонтальный участок с применением стабилизирующей КНБК на основе забойного двигателя Д-95 с центратором. Общая длина горизонтального бокового ствола в продуктивном пласте составила 200 м, а максимальная вертикальная глубина 1827 м (рис. 4.12).

При проводке горизонтального интервала скважины вдоль продуктивного пласта траектория бурения строится на основании его реальной нефтенасыщенности в момент бурения. При этом траектория бурения горизонтального ствола скважины может значительно отличаться от проектного профиля.

Как уже отмечалось, уровень знаний о геологическом разрезе при разбуривании залежи горизонтальными скважинами должен быть значительно выше по сравнению с эксплуатацией месторождений наклонными скважинами. Поэтому в целях получения дополнительной информации о продуктивном пласте в практике горизонтального бурения применяется технология корректирования профиля на основе пилотной проводки скважины. В соответствии с данной технологией первоначальное вскрытие продуктивного пласта осуществляют наклонным стволом, который располагают как можно ближе к планируемой точке вскрытия продуктивного пласта горизонтальным участком.

Пилотный ствол, также как и при вертикальном и наклонном бурении даёт возможность вскрыть всю толщу продуктивных отложений. После проведения геофизических работ пилотный ствол ликвидируется путём установки цементного моста. На основании полученных данных производят проектирование и последующую проводку навигационного интервала и горизонтального участка. Данная технология позволяет уточнить данные геологического проекта о состоянии целевого пласта, однако при этом увеличивается стоимость и срок строительства скважины.

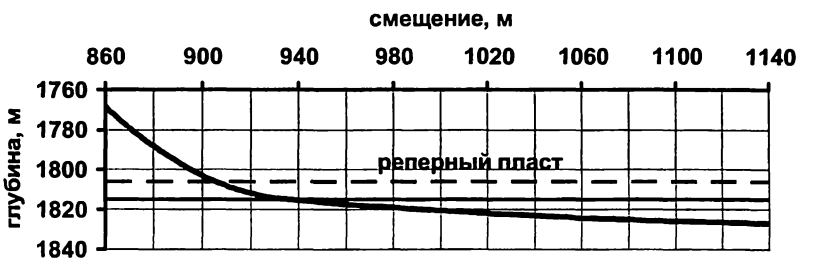


Рис. 4.12. Фактический профиль бокового ствола скважины № 21 Штормовая

Таким образом, основными задачами, которые необходимо решить при проектировании технологии и выборе технических средств для повышения потенциала горизонтальных скважин, являются:

- системное изучение геологического разреза месторождения с целью выявления реперных пластов, определения положения последних относительно кровли целевого пласта, уточнения глубины и относительного расположения кровли пласта, зон газонефтяного и водонефтяного контактов;
- повышение точности проводки ствола горизонтальной скважины на основе использования передовых методов геонавигации и каротажа в процессе бурения;
- повышение эффективности и оперативности управления траекторией бурения за счёт применения автоматизированных систем управляемого бурения роторным способом и на основе гидравлического забойного двигателя.

4.2. Локальные искривления ствола вертикальной скважины

При бурении скважины её ствол формируется с различными отклонениями от идеальной формы, представляющей собой круговой цилиндр с диаметром, равным номинальному диаметру долота. Отклонения ствола скважины от идеальной формы можно разделить на отклонения, рассматриваемые в поперечном и продольном сечениях в отдельности.

В поперечном сечении ствол скважины кроме круглой формы может иметь форму сглаженного многоугольника, периметр которого может быть осложнен выступами, являющимися результатом формирования спиральных выработок в стенке скважины (рис. 4.12).

В продольном сечении ствол скважины может иметь условно синусоидальные и винтообразные, локальные искривления оси при постоянном диаметре ствола, единич-

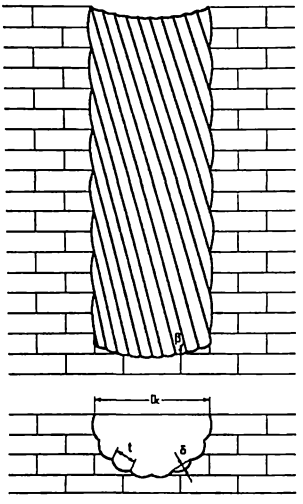


Рис. 4.12. Спиральные выработки в стенке скважины, полученные при формировании рейки на забое скважины

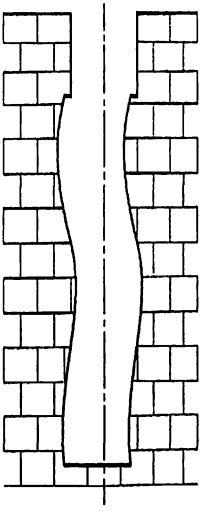


Рис. 4.13. Искажения продольного сечения ствола скважины.

ные, односторонние или разносторонние резкие смещения оси или же уступы, образующиеся в местах резкого изменения формы поперечного сечения (рис. 4.13).

Рассматривая теоретическую возможность развития разнообразных форм ствола вертикальной скважины в процессе бурения с использованием различных КНБК Г.Г. Семак разработал математическую модель формирования локальных искривлений, которая представлена в работе [111]. В данной работе Г.Г. Семаком рассмотрен случай бурения в изотропной горной породе абсолютно жёсткой прямой КНБК с опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ) при отсутствии каких-либо отклоняющих сил, которые могут быть вызваны весом самой КНБК и воздействием бурильной колонны. При этом принято условие, что траектория оси формирующегося в процессе бурения ствола скважины определяется траекторией хода вышерасположенных ОЦЭ, скользящих по стволу скважины, как по копиру. Форма ствола скважины, имеющего постоянный диаметр, полностью определяется формой её оси, а при перемещении КНБК центры ОЦЭ и долота перемещаются по оси скважины. Другими словами, при бурении цент-



Рис. 4.14. Схема формирования локальных искривлений ствола при бурении КНБК

ры полноразмерных ОЦЭ и долота совпадают с осью скважины. На рис. 4.14 показана схема скважины с локальными искривлениями, по которой свободно проходит жёсткая КНБК, содержащая долото и два опорно-центрирующих элемента. В данном случае ось КНБК при перемещениях остается параллельной усредненной оси X, что соответствует модели, представленной на рис. 4.15*а*.

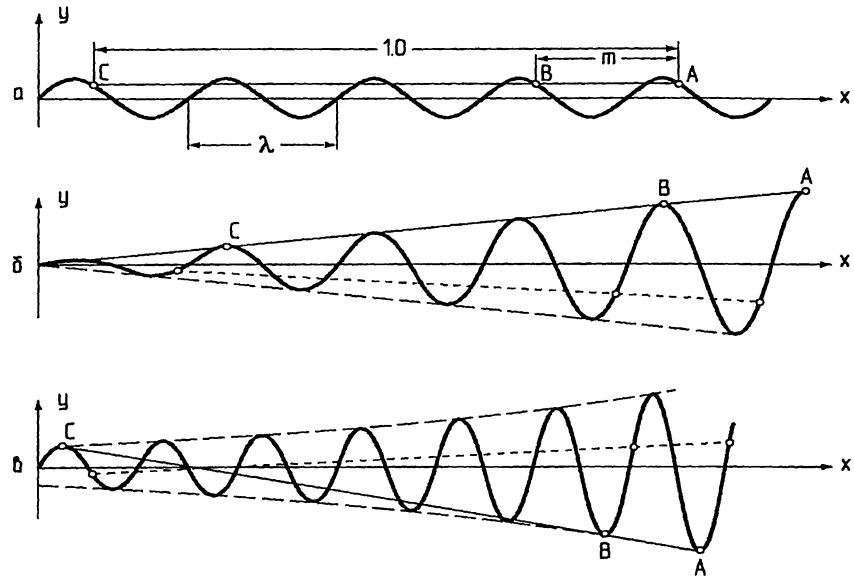


Рис. 4.15. Схема скважины с локальными искривлениями ствола. m – расстояние от долота (точка A) до середины калибратора; расстояние от долота до середины центратора (точка C) принято равным единице; λ – длина волны искривления.

Таким образом, в исследованиях Г.Г.Семака математическая модель искривленной скважины принимается в виде пространственной кривой линии, представляющей ось ствола скважины, а модель КНБК, включающей долото, калибратор и центратор – в виде отрезка прямой линии AC с точками A, B и C, принадлежащих прямой линии и кривой линии, изображающей ось ствола скважины. Прохождение КНБК по стволу скважины выражается условием постоянного расположения точек A, B, C на прямой линии при их синхронном скольжении по рассматриваемой кривой (рис. 4.15).

Существуют другие формы ствола скважины, удовлетворяющие условию свободного прохождения КНБК, при которых её ось может наклоняться по отношению к усреднённой оси скважины. Вследствие небольшой (<1°) величины возможного угла наклона оси КНБК можно считать, что длина её проекции на ось X равна длине КНБК (X_A-X_C=AC). В этом случае условие прохождения КНБК сохраняется и тогда, когда ось скважины имеет вид синусоиды или спирали с линейно возрастающей или убывающей амплитудой (рис. 4.15*б*). Из рис. 4.15*а* и *б* следует, что для одной КНБК может существовать большой количество синусоид, удовлетворяющих условию её прохождению по стволу с локальными искривлениями, которые характеризуются тем, что три точки A, B и C перемещаются синхронно, при отсутствии смещения фаз между указанными точками.

На рис. 4.15*б* изображена модель скважины, в которую КНБК проходит таким образом, что, когда долото и калибратор находятся, например, на вершинах положительных полупериодов кривой, то центратор располагается на вершине отрицательного полупериода. При этом смещение фаз калибратора и центратора равно половине длины волны периодической кривой. Как видно (рис. 4.15), изменение амплитуды таких кривых не может быть линейным. Рассмотренные кривые могут существовать при определённых соотношениях расстояний между долотом и ОЦЭ. Вопрос заключается в том, могут ли такие кривые существовать с иным сдвигом фаз точек *A*, *B* и *C* при произвольном расположении ОЦЭ.

Для дальнейших выводов длина КНБК принимается постоянной и равной единице (AC=1), а расстояние (AB=m) от долота до калибратора – переменным. Тогда изменением одной только величины m в пределах 0÷1.0 охватываются все возможные расположения указанных элементов КНБК.

Локальные отклонения оси ствола от усреднённой оси скважины на рис. 4.15, 4.16, 4.19 изображены в увеличенном масштабе, по сравнению с масштабом вдоль оси скважины.

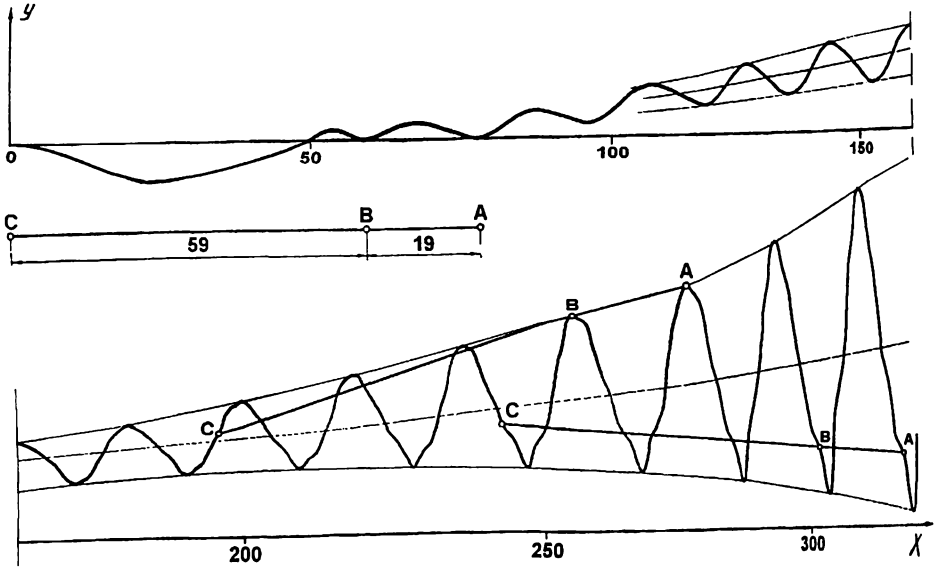


Рис. 4.16. Схема локально искривленной скважины при произвольной расстановке двух ОЦЭ

Амплитуда локальных искривлений оси скважины в реальных условиях ограничивается вписываемостью основы (УБТ или забойный двигатель) КНБК. Когда со стенками скважины начинают контактировать УБТ или корпус забойного двигателя, то из-за появления новых точек опоры КНБК прекращается правомерность анализируемой математической модели формирования ствола скважины.

Возможность существования функции $y=f(x)$, удовлетворяющей условию прохождения КНБК в общем случае при заданной величине m может быть выражена условием расположения точек *A*, *B* и *C* на прямой линии для любого значения текущего аргумен-

та *x*. Принято, что в т. *A* текущее значение аргумента равно *x*, а функции *y(x)*, в точке *B* – *(x-m)* и $y_{(x-m)}$, в точке *C* – *(x-1)* и $y_{(x-1)}$. Тогда точка *A*, *B* и C расположатся на одной линии при условии:

$$\frac{y_{(x)} - y_{(x-m)}}{y_{(x-m)} - y_{(x-1)}} = \frac{m}{1-m} \tag{4.14}$$

Из уравнения (4.14) искомую функцию можно выразить рекуррентной формулой:

$$y_x = \frac{1}{1-m} \cdot y_{(x-m)} - \frac{m}{1-m} \cdot y_{(x-1)} \tag{4.15}$$

На рис. 4.16 представлена кривая, рассчитанная по формуле (4.15) для величин *AB*=19, *BC*=59, *AC*=78. Это равносильно величине *m* =19/78 при расчёте через интервал 1/78 от длины КНБК. Поскольку 19 и 59 – простые числа, не имеющие общего делителя больше единицы, в данных условиях могут существовать гармоники без сдвига фаз точек *A*, *B* и *C* только высших порядков с длиной волны не больше 1/78 от длины КНБК.

Анализ кривой (рис. 4.16) показывает, что в начальный период происходит переходной процесс постепенного превращения произвольной кривой в чётко обозначенную периодическую кривую с возрастающей амплитудой. Максимумы кривой повторяются через интервалы, практически равные величине *m*, что свидетельствует о существовании первой гармоники с определённым сдвигом фаз точек *B* и *C*. Некоторое искажение гармонической формы указывает на наличие высших гармоник с меньшей амплитудой. Кривая возрастает не по линейному закону. Такая же картина наблюдается при различных величинах *m*.

В общем случае для данной математической модели, в которой ОЦЭ являются точечными опорами, при любой их расстановке существуют такие формы искривленной оси скважины, которые удовлетворяют условиям прохождения этой КНБК.

Рекуррентная формула (4.15) удобна для проведения эмпирических проверок, однако для более полного исследования данного процесса необходимо определить функцию *y=f(x)*, аналитическим путём.

Определение этой функции сводится к решению однородного линейного разностного уравнения с постоянными коэффициентами в общем виде:

$$f(n+k) + b_1 \cdot f(n+k-1) + \ldots + b_k \cdot f(n) = 0 \tag{4.16}$$

где $b \neq 0$, $f(n)$ – искомая функция целочисленного аргумента *n*;
b_1, b_k – действительные постоянные.

Уравнение (4.16) содержит значения искомой функции в отдельных точках на интервале k, величина которой, выраженная целым числом аргумента, определяет порядок разностного уравнения.

Для решения уравнения (4.16) составляется характеристическое уравнение порядка *k*:

$$s^k + b_1 \cdot s^{k-1} + \ldots + b_{k-1} \cdot s + b_k = 0 \tag{4.17}$$

Общее решение разностного уравнения имеет вид:

$$f(n) = c_1 \cdot s_1^n + c_2 \cdot s_2^n + \ldots + c_k \cdot s_k^n, \qquad (4.18)$$

где $c_1, c_2, \ldots, c_k$ – произвольные постоянные коэффициенты, которые могут быть определены, если заданы начальные условия;
$s_1, s_2, \ldots, s_k$ – корни характеристического уравнения (4.17), если только все его k корней различны.

В случае, когда некоторый корень b_1 имеет кратность j, то соответствующий член в решении (4.18) составляет:

$$\left(c_1 + n \cdot c_2 + \ldots + n^{j-1} \cdot c_j\right) \cdot b_1^n \qquad (4.19)$$

Среди корней уравнения (4.17) обычно имеются комплексные. Тогда два члена в уравнении (4.18), соответствующих комплексно сопряжённым корням, можно заменить одним действительным членом с двумя коэффициентами:

$$\rho^n \cdot \left(c_3 \cdot cos\, n \cdot \varphi + c_4 \cdot sin\, n \cdot \varphi\right). \qquad (4.20)$$

Каждая составная часть развёрнутого решения разностного уравнения является самостоятельной функцией, удовлетворяющей поставленному условию. Она имеет определённую периодичность (длину волны) и может содержать различные постоянные коэффициенты. Разнообразие произвольных постоянных коэффициентов объясняет возможность параллельного переноса, изменения масштаба в поперечном направлении и смещения фазы каждой гармоники в отдельности по отношению к началу координат.

Из методики решений разностных уравнений следует общее правило. Если известно $2k$ кривых, удовлетворяющих условию прохождения КНБК при рассмотрении задачи во взаимно перпендикулярных плоскостях, то пространственная кривая, изображающая суммарную функцию, также удовлетворяет этому условию. Она может иметь довольно резкие повороты самой разнообразной, но не произвольной формы.

Формула каждой гармоники состоит из синусоиды и косинусоиды с одним аргументом и различными постоянными коэффициентами. Это значит, что её можно заменить одной синусоидой:

$$c_1 \cdot cos\, \omega + c_2 \cdot sin\, \omega = c_3 \cdot sin\, (\omega + \varphi) \qquad (4.21)$$

с новым постоянным коэффициентом: $c_3 = \sqrt{c_1^2 + c_2^2}$ и смещением фазы относительно начала координат на угол $\varphi \left(tg\varphi = {}^{c_1}\!/_{c_2}\right)$.

Указанные константы не имеют принципиального значения, поэтому частное решение для n-ой гармоники можно записать в виде:

$$y_n = c_n \cdot a_n^x \cdot sin\, 2 \cdot \pi \frac{x}{\lambda_n}, \qquad (4.22)$$

где c_n – произвольный масштабный коэффициент;
λ_n – длина волны n-ой гармоники, выраженная в условном масштабе, при котором длина КНБК равна единице;
a_n – коэффициент увеличения (при $a_n>1$) или уменьшения (при $a_n<1$) амплитуды гармоники на интервале, равном длине КНБК.

После подстановки формулы (4.22) в рекуррентную формулу (4.15) и преобразований получаем:

$$(1-m)\cdot a_n \cdot sin2\pi\cdot\frac{x}{\lambda_n} - a_n^{1-m}\cdot sin2\pi\frac{x-m}{\lambda_n} + m\cdot sin2\pi\frac{x-1}{\lambda_n} = 0. \qquad (4.23)$$

При заданной величине m должны существовать определённые сочетания постоянных величин a_n и λ_n, при которых данное уравнение справедливо при всех значениях аргумента x.

Взаимосвязь между параметрами m, a_n и λ_n при $x=1$ и $x=m$ может быть выражена в виде системы уравнений (4.24).

$$a_n = \left(\frac{1}{1-m}\cdot\frac{sin2\cdot\pi\cdot\frac{1-m}{\lambda_n}}{sin2\cdot\pi\cdot\frac{1}{\lambda_n}}\right)^{\frac{1}{m}} \qquad a_n = \frac{m}{1-m}\cdot\frac{sin2\cdot\pi\cdot\frac{1-m}{\lambda_n}}{sin2\cdot\pi\cdot\frac{m}{\lambda_n}} \qquad (4.24)$$

Из системы (4.24) получаем уравнение, связывающее только два параметра m и λ_n:

$$\frac{\left(\frac{\sin2\cdot\pi\cdot\frac{m}{\lambda_n}}{m}\right)^{m}\cdot\left(\frac{sin2\cdot\pi\cdot\frac{1-m}{\lambda_n}}{1-m}\right)^{1-m}}{\sin2\cdot\pi\frac{1}{\lambda_n}} = 1. \qquad (4.25)$$

Существует бесконечное количество решений уравнения (4.25), однако практический интерес представляют только гармоники первых порядков.

Аргументы синусоид, входящих в уравнение (4.25), равны смещению фаз между ОЦЭ:

$$\Delta\varphi_{A\text{-}B} = 2\pi\frac{m}{\lambda_n};\Delta\varphi_{B\text{-}C} = 2\pi\frac{1-m}{\lambda_n};\Delta\varphi_{A\text{-}C} = 2\pi\frac{1}{\lambda_n}. \qquad (4.26)$$

Очевидно, что максимальный наклон КНБК к усреднённой оси скважины и максимальный коэффициент амплитуды a_{max} возможен у модели кривой, изображённой на рис. 4.15*b* при смещении фаз: $\Delta\varphi_{A\text{-}B} = 0;\Delta\varphi_{B\text{-}C} = \pi;\Delta\varphi_{A\text{-}C} = \pi$. Из данного условия, используя уравнение (4.23), получаем формулу, связывающую только два параметра m и a_{max} для гармоник с максимальным коэффициентом увеличения амплитуды:

$$(1-\mathrm{m})\cdot a_{max} - a_{max}^{1-m} - m = 0\,. \qquad (4.27)$$

При изменении m в интересующем нас диапазоне 0-0.5, величина a_{max} изменяется в пределах 3.59112-5.82843.

На рис. 4.17 показана зависимость m-a в общем виде, полученная из уравнений (4.17, 4.25, 4.27). Жирной линией показана зависимость m-a_1, пунктирной m-a_2 и штрихпунктирной - m-a_3 (первая, вторая и третья гармоники). Линия, огибающая максимумы коэффициента усиления амплитуды всех гармоник, изображает зависимость m-a_{max} (рис. 4.17).

Полученные зависимости доказывают возможность существования определённых форм локально-искривленной скважины, пропускающей жёсткую КНБК, содержащую долото и два ОЦЭ. Причём, изменением только расположения последних в КНБК невозможно предупредить процесс формирования локальных искривлений ствола.

Проведенные аналитические исследования соответствуют принятой математической модели КНБК, включающей полноразмерные точечные ОЦЭ, не фрезерующие стенку скважины.

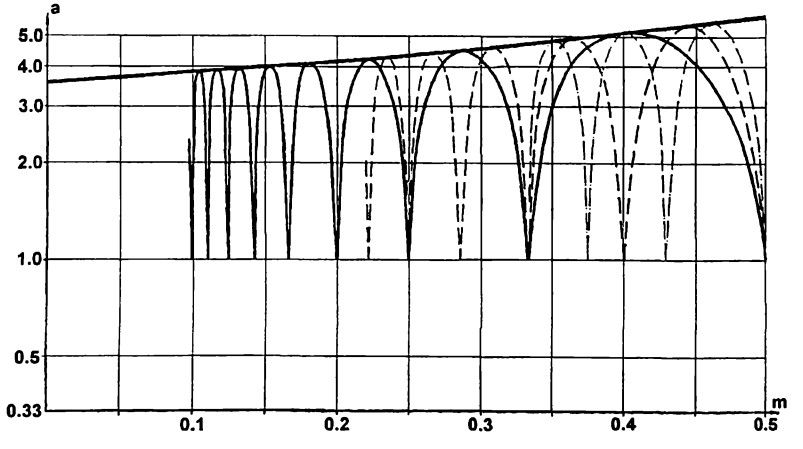


*Рис. 4.17. Зависимость **m-a** для точечных ОЦЭ*

Рассмотрим случай, когда ОЦЭ имеют определённую длину, установлены с зазором и могут фрезеровать стенку ствола скважины с локальными искривлениями, обеспечивая прохождение КНБК по стволу.

Для данной математической модели КНБК необходимо принять принцип, по которому будет определяться траектория хода элементов КНБК, перемещающейся по стволу скважины и искривленной осью.

Калибратор, имеющий определённую длину, практически постоянно контактирует со стволом. Искривленная ось скважины и ось калибратора не совпадают. Между ними имеется определённый угол перекоса. При отсутствии отклоняющей силы, постоянно действующей в определённом направлении, сила динамического контактирования калибратора со скважиной и объём фрезерования в различных направлениях практически одинаковы. Тогда калибратор перемещается по траектории, характеризующейся мини-

мально возможным в данных условиях объёмом работы по фрезерованию стенки скважины. Принятое условие заключается в том, что расположение центра калибратора в каждой точке скважины определяется средним значением функции $y=f(x)$, на интервале, равном длине калибратора.

Так, если ось скважины определяется функцией $y_n = sin2 \cdot \pi \frac{x}{\lambda_n}$, то радиальное смещение калибратора, имеющего длину l_1 согласно принятому условию равно:

$$y_K = \frac{sin\frac{\pi \cdot l_1}{\lambda_n}}{\frac{\pi \cdot l_1}{\lambda_n}} \cdot sin2 \cdot \pi \frac{x}{\lambda_n} = A_n \cdot y_n, \qquad (4.28)$$

где $A_n = \frac{sin\frac{\pi \cdot l_1}{\lambda_n}}{\frac{\pi \cdot l_1}{\lambda_n}}$ - постоянный коэффициент, который всегда меньше единицы.

Следовательно, длинный калибратор перемещается по сглаженной синусоиде. Уменьшение её амплитуды, по сравнению с амплитудой оси скважины, определяется коэффициентом A_n, который зависит от отношения длины калибратора l_1 к длине волны n-ой гармоники λ_n.

Пусть аналогично определяемый коэффициент Bn будет учитывать длину l_2 центратора КНБК. Полученные раньше зависимости (4.24, 4.27) для новой модели КНБК определяется следующими уравнениями:

$$a_n = \left[\frac{A_n \cdot sin2 \cdot \pi \frac{1-m}{\lambda_n}}{(1-m) \cdot sin2 \cdot \pi \frac{1}{\lambda_n}} \right]^{\frac{1}{m}} \qquad (4.29)$$

$$a_n = \frac{m \cdot B_n \cdot sin2 \cdot \pi \frac{1-m}{\lambda_n}}{(1-m) \cdot sin2 \cdot \pi \frac{m}{\lambda_n}}, \qquad (4.30)$$

$$(1-m) \cdot a_{max} - A_n \cdot a_{max}^{1-m} - B_n \cdot m = 0. \qquad (4.31)$$

Рассмотренные задачи в трёхосной системе координат сводятся к определению ещё одной аналогичной функции $z=f(x)$ этого же аргумента по рассмотренной методике. В обеих функциях могут быть различными только масштабные коэффициенты C и D и смещение по отношению к началу координат X_{01} и X_{02}. Пространственно искривленная ось скважины в локальном масштабе определяется системой двух уравнений:

$$y_n = C_n \cdot a_n^x \cdot sin2 \cdot \pi \frac{x + x_{01}}{\lambda_n}$$
$$z_n = D_n \cdot a_n^x \cdot sin2 \cdot \pi \frac{x + x_{02}}{\lambda_n} \qquad (4.32)$$

Анализ результатов расчёта по формулам (4.30, 4.31, 4.32) показал, что с учётом длины ОЦЭ, взаимосвязь между формой КНБК и формой ствола скважины существенно изменяется.

Если для точечных ОЦЭ коэффициент изменения амплитуды a был одинаков для гармоник всех порядков в пределах одной группы, то с учётом их длины, он уменьшается по-разному для каждой гармоники в отдельности, поскольку изменяются коэффициенты A_n и B_n.

Решающее значение имеет длина l_l калибратора и его расположение в КНБК – параметр m. Длина центратора имеет второстепенное значение. Коэффициент a резко уменьшается для гармоник высших порядков с короткой длиной волны, которые практически пропадают. Этот факт имеет простое объяснение: достаточно длинный калибратор при перемещении в стволе не может копировать траекторию оси скважины, которая изменяет направление через слишком короткие интервалы. Поэтому можно ограничиться рассмотрением условий существования только гармоники первого порядка с максимальной величиной a. Длина её волны практически равна величине m, что значительно облегчает определение коэффициентов A и B.

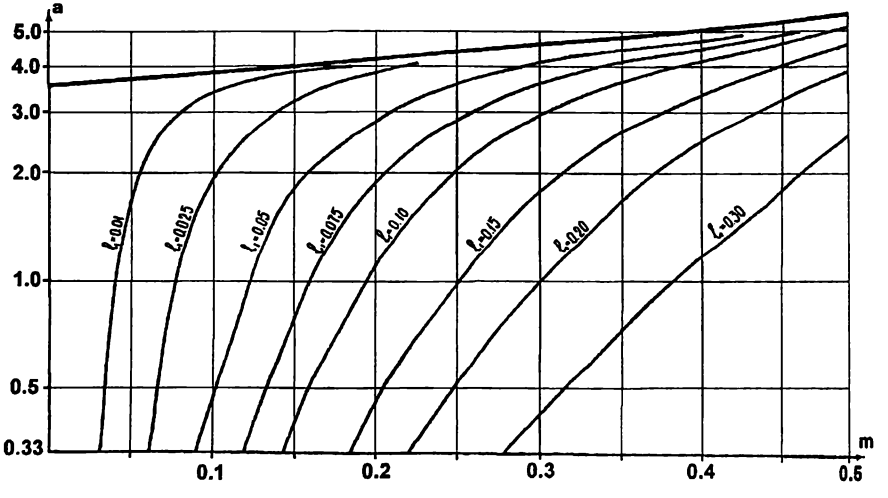


Рис. 4.18. Зависимость m-a_{max} с учётом длины калибратора

На рис. 4.18 показана зависимость m-a_{max} с учётом длины калибратора, в том же масштабе, что и аналогичная зависимость m-a для точечных ОЦЭ. Из рис. 4.18 видно, что устранить возможность развития локальных искривлений, т. е. добиться условия $a<l$, можно путём увеличения длины l_l калибратора при максимальном приближении его к долоту.

Система уравнений (4.32) определяет следующие формы пространственной линии для каждой гармоники в отдельности: прямую линию, совпадающую с осью X или расположенную к ней под определённым углом, и винтовую линию с постоянным шагом и амплитудой, которая изменяется по закону показательной функции. Такая расширяющаяся и суживающаяся винтовая линия или, другими словами, пространственная спираль при рассмотрении её в плоскости, перпендикулярной усреднённой оси ствола скважины может иметь вид логарифмической спирали (при $C=D$; $\left|\frac{X_{01}-X_{02}}{\lambda}\right|=\frac{\pi}{2}$), или сжатой, эллипсовидной логарифмической спирали, если указанное условие не соблюдается.

В частном случае при соблюдении указанных условий и при $a=1$ получается винтовая линия с постоянным диаметром. Если же $X_{01}=X_{02}$, то получается плоская гармоническая кривая.

Для развития ритмичных локальных искривлений необходимо ощутимое первоначальное смещение оси скважины в зоне расположения долота и калибратора.

Резкие радиальные смещения оси ствола скважины могут быть вызваны:

- изменением твердости горной породы;
- наличие уступов в стенке ствола скважины;
- наличием металла на забое;

поворотом КНБК, содержащей эксцентрично установленные опорно-центрирующие элементы при бурении забойным двигателем;

- образованием каверны;
- неудачным сочетанием величин мощности пластов горной породы с различной твердостью и расстояния между долотом и калибратором;
- вхождением КНБК в ствол, сформированный КНБК с иным расположением опорно-центрирующих элементов;
- переходом на меньший диаметр долота после спуска обсадной колонны;
- длительной призабойной проработкой долота забойным двигателем-отклонителем или без него с образованием в месте приработки уступа в виде оставшейся части старого забоя;
- неравномерной подачей инструмента и выработки долотом и калибратором выемок за счет отклоняющей силы и т. п.

Необходимо отметить, что ориентация большинства вынужденных радиальных смещений оси ствола скважины является случайной, не поддающейся управлению.

Качество формы ствола скважины, эффективность применения КНБК и срок службы её ОЦЭ определяется реакцией КНБК на подобные вынужденные радиальные смещения оси скважины. С помощью полученных аналитических зависимостей можно определить будут ли вынужденные единичные смещения оси скважины усиливаться или затухать. Для более полного изучения реакции КНБК на различные отклонения формы скважины от прямого цилиндра необходимо изучить переходной процесс, имеющий место при перемещении калибратора через зону вынужденного радиального смещения скважины.

Для этой цели удобно воспользоваться рекуррентной формулой (4.15) с изменениями, учитывающими длину ОЦЭ. Вместо ввода вспомогательных коэффициентов A и B, по аналогии с формулой (4.28), в данном случае можно непосредственно определять средние значения исследуемой функции на интервалах размещения этих элементов. Если расчёт ведётся, например, через интервал, равный 1/5 длины калибратора, то среднее значение функции берётся по пяти точкам, которые укладываются на его длине. Длина ОЦЭ и расстояния, определяющие их местоположение в составе КНБК, должны быть приведены к целому числу указанных интервалов.

Уравнение оси ствола скважины, формирующегося жесткой КНБК с учётом длины двух её ОЦЭ, выразится следующей рекуррентной формулой:

$$y_{(x)} = \left(\frac{L}{L-M}\right) \cdot \frac{\sum_{i=0}^{i=L_1-I} y_{\left(x-m-\frac{L_1-I}{2}+i\right)}}{L_1} - \left(\frac{m}{L-m}\right) \cdot \frac{\sum_{j=0}^{j=L_2-I} y_{\left(x-L-\frac{L_2-1}{2}+j\right)}}{L_2}, \qquad (4.33)$$

где $y_{(x)}$ – текущее значение функции в точке X, т.е. в точке расположения долота;
L=100 – длина КНБК в условном масштабе;
I – длина интервала между соседними точками расчёта функции;
L_1 – длина калибратора;
L_2 – длина центратора;
M – расстояние от забоя до центра калибратора в условном масштабе.

Употреблявшийся в предыдущих формулах безразмерный параметр m равен отношению M/L; $y_{\left(X-M-\frac{L_1-I}{2}+i\right)}$ - значение функции в точке, удалённой от точки X (долота) на расстояние $M+\frac{L_1-I}{2}-i$.

При изменении i в пределах $0 \div (L_1\text{-}I)$ и j в пределах $0 \div (L_2\text{-}1)$ охватываются значения исследуемой функции в точках, размещающихся на длине двух ОЦЭ.

Задаваясь произвольной величиной единичного радиального смещения ствола скважины в зоне расположения калибратора, с помощью уравнения (4.33) можно рассчитать форму оси скважины после выхода калибратора из зоны вынужденного смещения и оценить реакцию КНБК на подобные явления.

Абсолютная величина единичного смещения и значения функции в других точках, так же как и масштаб, принципиального значения не имеют. В данном случае исследуется поведение функции после возмущающего импульса.

При достаточном удалении от зоны вынужденного смещения функция трансформируется в плавную периодическую кривую с возрастающей амплитудой (a>1), либо в прямую линию (a<1). Указанные примеры иллюстрируют значение длины калибратора (параметра L_1) и расстояния его от забоя (параметра M).

На рис. 4.19 показан график исследуемой функции, т.е. три примера реакции КНБК на единичный возмущающий импульс в зависимости от расстановки калибратора (параметр $m_1 = 0.08$; $m_2 = 0.14$; $m_3 = 0.16$; $l = 1.0$).

При подходе и выходе калибратора из зоны радиального смещения оси скважины имеет место фрезерования стенки скважины, выражающееся в сглаживании полученного смещения. Калибратор и долото смещаются на некоторую величину в заданном направлении.

Такое смещение при соответствующем сочетании параметров $m\text{-}l_1\text{-}l_2$ (в рассматриваемом примере 0.16-0.05-0.03, a>1.0) трансформируется в плавные ритмичные искривления оси скважины с усиливающейся амплитудой. Несмотря на то, что калибратор постоянно смещается стенками скважины по траектории, которой соответствует минимальный объём работы по фрезерованию для данных условий, процесс разрушения стенки при этом не прекращается, а усиливается, поскольку не устраняется причина бокового фрезерования стенки ствола. В этом случае КНБК «зависает», калибраторы усиленно изнашиваются.

При ином сочетании параметров m-l_1-l_2 (0.08-0.05-0.03; a<1.0) процесс фрезерования в интервале локального искривления заканчивается плавным выводом формируемого ствола на прямую линию. Объём фрезерования и износ ОЦЭ в этом случае значительно меньше. Кривая, соответствующая m = 0.14 является промежуточной ($a \approx 1.0$) между двумя рассматриваемыми случаями.

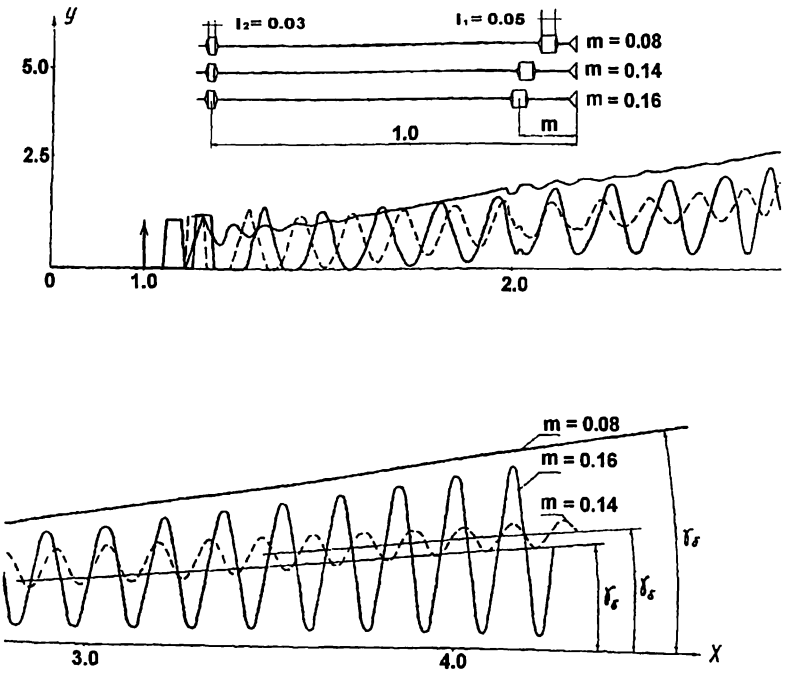


Рис. 4.19. Примеры реакции КНБК на единичное радиальное смещение ствола скважины в зависимости от места установки калибратора

На рис. 4.20 показан пример реакции КНБК с параметрами m=0.1 и l = 0.03 при вхождении её в призабойную зону, сформированную предыдущей КНБК при иной расстановке ОЦЭ (m = 0.16 и l = 0.03). При этом диаметр калибратора меньше диаметра долота. Реакцию КНБК в этом случае можно охарактеризовать следующим образом. В момент, когда амплитуда локальных искривлений сформированного раньше ствола достигает величины зазора по калибратору, начинается процесс фрезерования стенки скважины. На рис. 4.20 объём разрушенной горной породы показан схематически штриховкой. Ствол скважины, сформированный новой КНБК, имеет уже свойственную этой КНБК форму и располагается под определённым углом к оси предыдущего интервала. На рис. 4.20 показана модель скважины в виде плоской гармонической кривой, поэтому имеет место прерывистое фрезерование скважины. Для модели пространственной спирали этот процесс непрерывный.

Как видно из рис. 4.19 и 4.20 реакцией КНБК на вынужденные радиальные смещения и не свойственные ей формы ствола является также и резкое искривление усреднён-

ной оси скважины на угол $\gamma_б$. Анализом подобных расчётов установлено, что величина $\gamma_б$ пропорциональна величине радиального смещения оси скважины и его длине. Этот угол увеличивается при уменьшении величин m и l_l. В реальных условиях его величина может составлять доли градуса.

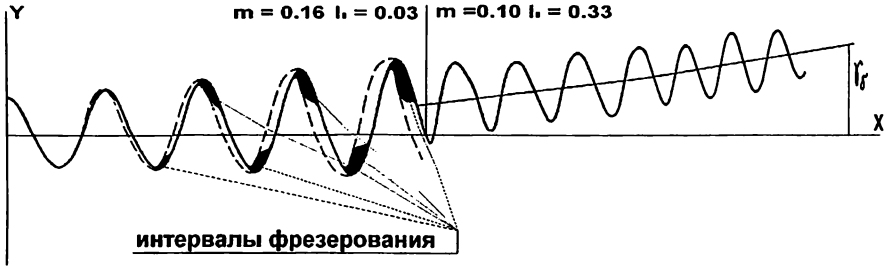


Рис. 4.20. Реакция КНБК с размерами m=0.10 и l_l =0.03 на прохождение её по стволу, сформированному предыдущей КНБК при ином размещении калибратора (m=0.16 и l =0.03).

Практически частота, направление и величина вынужденных локальных смещений ввиду их различной природы могут быть самыми разнообразными. В условиях постоянного наложения таких импульсов ось скважины может иметь весьма разнообразную, но не произвольную форму. Величину угла $\gamma_б$, полученную от единого импульса в реальных условиях, измерить практически невозможно. При многократных совпадениях направления этого угла скважина интенсивно искривляется.

Разработанный принцип исследований траектории бурения вертикальной скважины с помощью рекуррентных уравнений универсальный. С его помощью можно исследовать переходный процесс и реакцию КНБК на единичное радиальное смещение ствола скважины при бóльшем количестве ОЦЭ. Условие минимального объёма фрезеровочных работ в этом случае выразится иными дополнениями к формулам. Например, можно принять условие, заключающееся в том, что сумма отклонений точек, соответствующих отдельным элементам КНБК, от исследуемой кривой должна быть всегда минимальной, а также определённым образом учесть величину смещения оси скважины в результате фрезерования впереди расположенным калибратором и ОЦЭ.

При увеличении количества опорно-центрирующих элементов в составе КНБК, за счет их рационального размещения задача предупреждения локальных искривлений ствола скважины существенно упрощается. Однако, такое решение не всегда оправдано из-за увеличения расхода опорно-центрирующих элементов и определенных трудностей расположения их на прямой линии при каждой сборке КНБК, содержащей значительное количество резьбовых соединений.

Наряду с геометрическими размерами КНБК по её оси существенное значение в процессе формирования локальных искривлений имеет изменение поперечных размеров опорно-центрирующих элементов из-за их изнашивания.

Допустим, что ствол скважины имеет локальные искривления в виде винтовой линии с постоянным шагом и радиусом

$$\left(a = 1.0; \rho = \sqrt{y^2 + z^2} = const; [x_{01} + x_{02}]: \lambda = \pi / 2\right).$$

Определим геометрические размеры тела вращения максимального объёма, устанавливаемого вместо точечного ОЦЭ и проходящего в ствол скважины без деформации.

Теоретически возможная форма рабочей поверхности калибратора, изношенного на конус снизу и сверху при сохранении номинального диаметра в средней части описывается уравнением тела вращения:

$$d = D - 4 \cdot \rho \cdot sin\frac{\pi \cdot \varepsilon}{M}, \qquad (4.34)$$

где d – диаметр тела вращения на расстоянии ε от его центра, м;
D – диаметр ствола скважины, м;
ρ –амплитуда локальных искривлений (радиус винтообразной оси скважины в плане), м,
M – расстояние от долота до центра первого калибратора, равное длине волны λ_1 первой гармоники, м.

В случае локальных искривлений ствола в виде винтовой линии с постоянным шагом и радиусом форма тела вращения, подсчитанная по формуле (4.34), близка к двухстороннему конусу.

Реальная форма изношенной рабочей поверхности калибратора является более сглаженной, чаще при бóльшем износе на конус со стороны долота. Это объясняется тем, что вынужденные единичные радиальные смещения ствола скважины встречаются калибратором его нижней стороной и калибрование стенки ствола производится по неровному стволу при несимметричном радиальном нагружении.

Формула (4.34) связывает форму износа калибратора с максимально возможной амплитудой локальных искривлений оси скважины, другими словами, с высотой выступов и впадин стенки ствола скважины, из-за которых уменьшается действительный её проходной диаметр. Благодаря данному условию представляется возможность дать количественную оценку формы ствола скважины в интервале работы калибратора по форме его рабочей поверхности. При этом будем считать, что в процессе бурения имеет место жесткое ограничение возможности радиального смещения калибратора, а перекос КНБК определяется только размерами ОЦЭ.

Принятые условия являются достаточными для определения максимально возможной амплитуды по крайней мере одного локального искривления на интервале работы калибратора. При этом изношенный калибратор должен вписаться в рассчитанную по зависимости (4.34) форму тела вращения с диаметром посередине, равным диаметру ствола скважины.

На рис. 4.21 изображены в продольном сечении контуры тела вращения максимального объёма и размещенного в данном контуре калибратора, имеющего характерную форму износа. Как следует из рис. 4.21 тело вращения контактирует со стенкой локально искривленной скважины по всей длине, а калибратор только в 4-х точках. При этом для любой формы изношенного калибратора всегда можно рассчитать единую форму тела вращения с максимальным диаметром, равным диаметру изношенного долота и конусностью, которая определяется амплитудой локальных искривлений.

С учётом, что уменьшение действительного диаметра скважины за счёт неровностей ствола равно 2ρ для случая износа калибратора сверху и снизу получаем действительный проходной диаметр ($D_{ПР}$) локально искривленной скважины:

$$D_{ПР} = D - D - d \Big/ 2 \cdot sin\frac{\pi \cdot L_1}{m} \qquad (4.35)$$

где D - диаметр ствола скважины, равный диаметру изношенного долота, мм;
d - диаметр изношенного калибратора в верхнем сечении, мм;
L_1 - длина калибратора, мм;
m - расстояние от долота до центра калибратора, мм.

Например, для данных, полученных при бурении вертикальной скважины номинальным диаметром долота 295.3 мм (D=292 мм; d=230 мм; m=1600 мм; L=860 мм) получаем величину проходного диаметра ствола скважины в интервале работы калибратора равной 250 мм, что составляет 85% от номинального долота. В случае, если величина проходного диаметра меньше диаметра УБТ или забойного двигателя, то возможно касание КНБК стенки скважины в интервале между опорно-центрирующими элементами.

Даже при незначительном изнашивании калибратора он быстро теряет свои свойства как опорно-центрирующего элемента КНБК. Износ калибратора на конус снизу и сверху равноценен значительному его укорочению, что, как следует из выражения (4.35) прямо пропорционально уменьшению диаметра калибратора в крайних его точках и обратно пропорционально выражению $2 \cdot sin\frac{\pi \cdot L_1}{m}$.

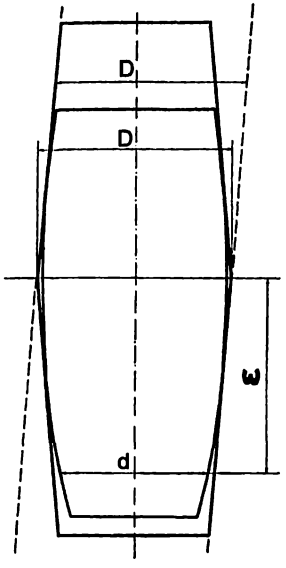


Рис. 4.21. Контуры тела вращения максимального объёма в локально искривленном стволе скважины и реальная форма изношенного калибратора

Таким образом, исследования, проведенные в работе [111], показывают, что ствол вертикальной скважины, пробуренной жёсткой КНБК, может иметь сложную форму. Интенсивность локальный искривлений оси ствола можно характеризовать радиусом кривизны, который на несколько порядков меньше радиуса кривизны оси искривленной КНБК, изогнутой в пределах её упругой деформации. Поэтому возможный прогиб КНБК вносит в механизм образования локальных искривлений ствола незначительную поправку, которой при практических расчётах можно пренебречь. Основные теоретические положения данной модели формирования локальных искривлений ствола хорошо согласуются с действительными условиями прохождения жёсткой КНБК и с характером износа ОЦЭ.

Локальные искривления нельзя зафиксировать при измерении геометрических параметров ствола скважины с помощью обычных инклинометров. Измерение параметров локальных искривлений ствола скважины производится с помощью специальных измерительных устройств и технологий. Такие приборы были разработаны и с их помощью проведены исследования локальных искривлений вертикальных скважин группой ученых ВНИИБТ под руководством Г.Г. Семака [111, 126].

Экспериментальное изучение формы ствола вертикальной скважины проводилось методом киносъемки и фотографирования, а также с помощью специального устройства для измерения амплитуды локальных искривлений.

Фотографирование и киносъемка проводились в скважинах, бурение которых с применением воздуха осуществлялось на нефтяных месторождениях Прикарпатья. Исследуемые интервалы расположены в отложениях стрыйской свиты, представленной ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников различной твердости при широком диапазоне угла падения пластов. Бурение в указанном интервале характеризуется интенсивным искривлением ствола.

Фотографирование проводили через 5...30 часов после бурения интервала исследования долотом диаметром 295.3 мм. Форма поперечного сечения ствола практически в виде круга.

На рис. 4.22 представлен снимок интервала скважины пробуренный КНБК с коротким калибратором (L = 300 мм), расположенным на расстоянии 1300 мм от долота. Калибратор изношен до диаметра 282 мм в течение одного долбления за 5.5 часа. Видны неровности ствола скважины в продольном сечении, которые на рис. 4.22 имеют вид небольших (10...12 мм), но довольно резких смещений или уступов в одном направлении. Уступы повторяются через 0.5...0.8 м и, возможно, располагаются на границах пластов горной породы с разной твердостью. Чередование пластов с различной скоростью бурения примерно такой же мощности отмечалось в процессе бурения.

На рис. 4.23 изображен уступ в стенке ствола скважины, образовавшийся в месте начала бурение забойным двигателем-отклонителем с углом перекоса секций 1.5°. Видимый на снимке уступ в форме полумесяца является частью старого забоя скважины. Его величина равна 80...85 мм, что составляет 27...29% от диаметра долота.

На рис. 4.24 показан уступ в стенке ствола скважины № 2-Зелёная, который образован прямой КНБК без ОЦЭ, с помощью которой производи-

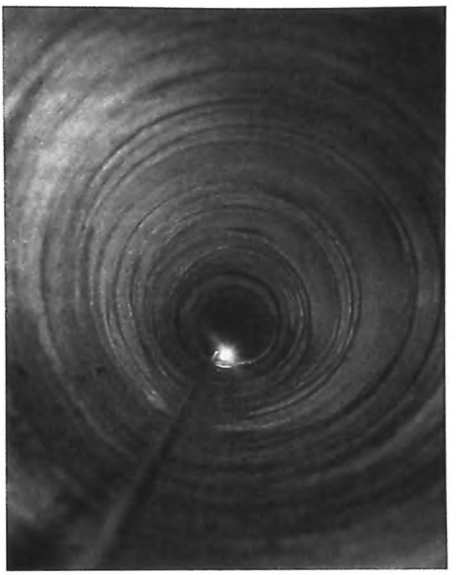


Рис. 4.22. Ствол скважины № 719-Битков в интервале 775-783 м

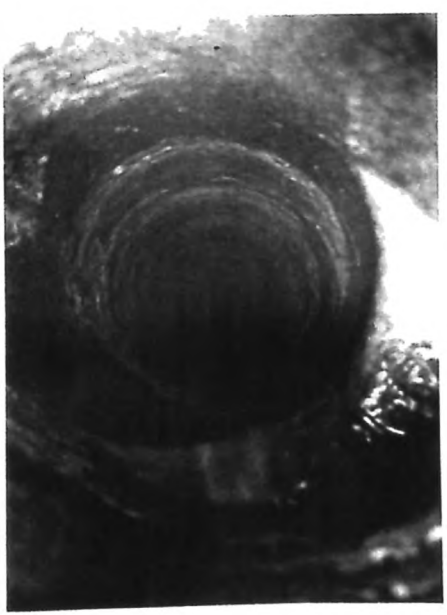


Рис. 4.23. Ствол скважины № 2-Зелёная на глубине 220 м.

лось бурение из интервала работы забойным двигателем-отклонителем.

Приведенные примеры иллюстрируют хорошую фрезерующую способность долота и возможности существенного смещения текущего забоя скважины в радиальном направлении. Можно считать, что в механизме образования подобных уступов или локальных искривлений ствола скважины вообще нет принципиальных различий, образовались ли они из-за того, что был применён забойный двигатель-отклонитель, контактирующий с прямой скважиной, или КНБК с опорно-центрирующими элементами или без них, контактирующая с искривленным стволом в призабойной зоне.

Полученная информация о форме ствола скважины путём фотографирования была дополнена измерениями амплитуды локальных искривлений с применением специального устройства.

Устройство (рис. 4.25) состоит из прибора 1, имеющего четыре подвижных измерительных рычага 2 и четыре нижних рычага 3, расположенных симметрично снизу и соединённых с верхними рычагами при помощи шарниров, двух удлинительных штанг 4, соединённых с прибором 1 снизу и сверху, и двух центрирующих фонарей 5, находящихся на конца удлинительных штанг 4. Измерительные рычаги 2 соединены попарно упругими тягами, обеспечивающими их постоянное раскрытие, равное номинальному диаметру ствола скважины, и синхронное перемещение.

Нижние рычаги обеспечивают проходимость устройства вниз и вверх при раскрытых измерительных рычагах.

Смещение любой пары измерительных рычагов 2, 3 относительно нейтрального положения происходит в стволе номинального диаметра и равно отклонению оси скважины на базисном расстоянии между центрирующими фонарями 5. Данное смещение, измеренное в двух вза-



Рис. 4.24. Ствол скважины № 2-Зелёная на глубине 227 м

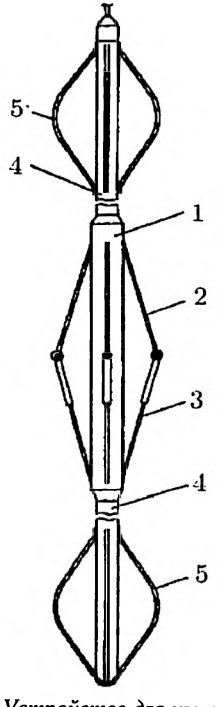


Рис. 4.25. Устройство для измерения формы ствола скважины

имно перпендикулярных плоскостях, записывается наземной аппаратурой аналогично профилемеру.

Результаты измерений представлены на рис. 4.26, 4.27, где рядом с графиком амплитуды локальных искривлений указан тип КНБК, которая применялась для бурения указанного интервала. Линии нулевого отклонения каждой пары измерительных рычагов 2, 3 разнесены. Масштабы амплитуды локальных искривлений в двух взаимно-перпендикулярных плоскостях указаны в верхней части рисунка. Линия записи в кондукторе совпадает с линиями нулевых отклонений.

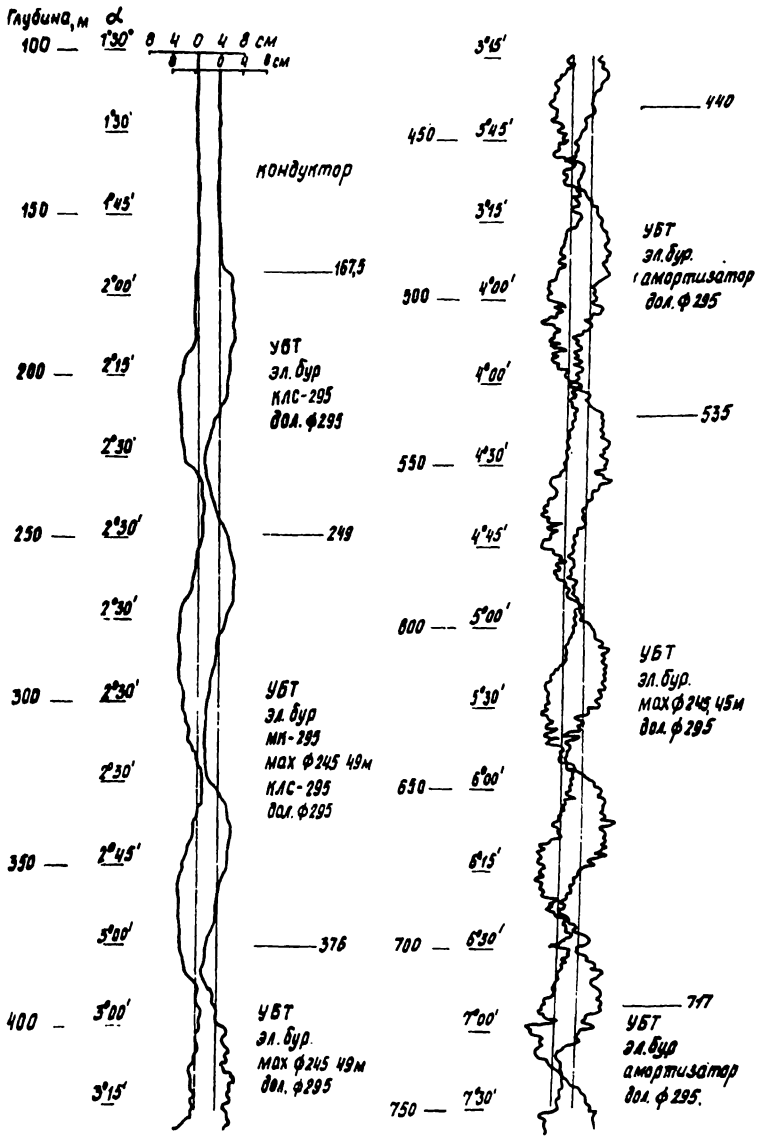


Рис. 4.26. Амплитуда локальных искривлений ствола скважины 719 Битков

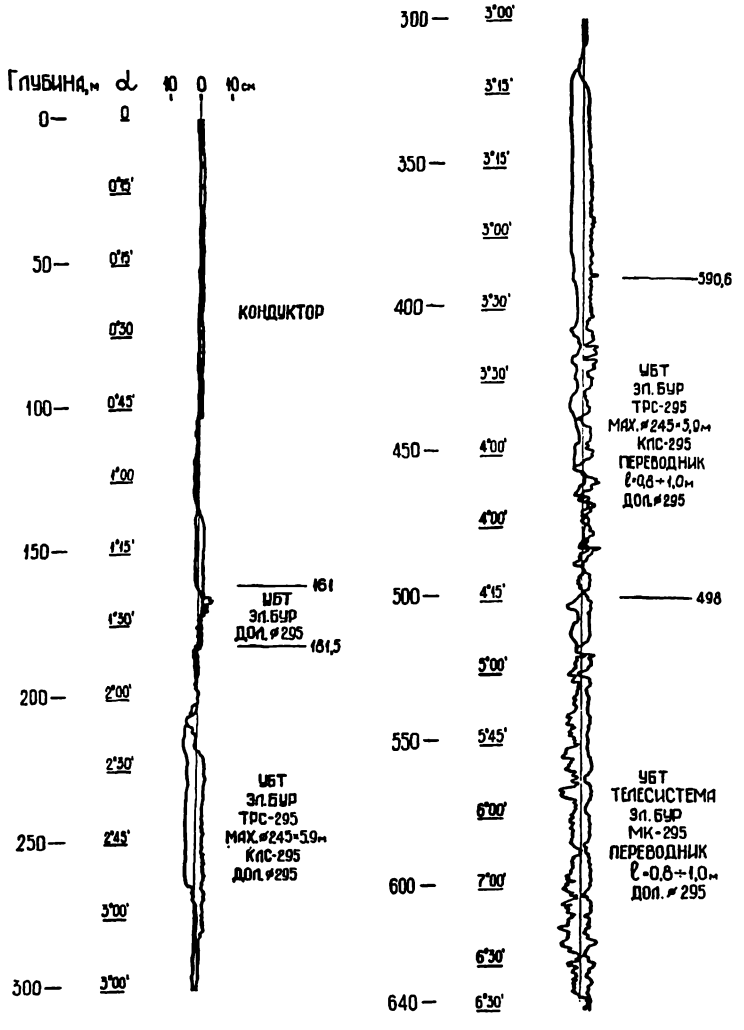


Рис. 4.27. Амплитуда локальных искривлений ствола скважины 307 Битков

Запись амплитуды локальных искривлений в двух плоскостях представляет собой две волнистые линии, отклоняющиеся в разные стороны от линий нулевой амплитуды, что свидетельствует о пространственной форме оси ствола скважины. При этом вектор локального смещения оси скважины в любой точке может иметь произвольное направление, не связанное с зенитным и азимутальным искривлением, рассчитанным на основании измерений с помощью обычного инклинометра или телесистемы.

Поскольку центрирующие фонари измерительного устройства при перемещении повторяют радиальные смещения ствола скважины, получаемые кривые не изображают реальный профиль скважины.

Однако измерения, проведенные с помощью таких приборов, позволяют определять интервалы ухудшенной проходимости для КНБК и обсадных колонн, обнаруживать резкие изгибы и уступы ствола и давать им количественную оценку. Например, при базисном расстоянии 8 м между центрирующими фонарями устройства максимальное отклонение оси скважины в интервале проведенных измерений составило 8 см. С использованием известной [111] технологии измерений геометрии ствола можно определять размеры КНБК для подготовки ствола к спуску обсадной колонны и интервалы необходимого калибрования ствола. Измерение амплитуды локальных искривлений ствола скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях показали, что ось скважины отклоняется в различные стороны, делая при этом очень сложные повороты. Проведенные исследования позволяют также дать оценку интенсивности локальных искривлений оси скважины. Если выразить её общепринятыми параметрами, то она окажется на несколько порядков больше интенсивности искривления пространственного профиля скважины, которая определяется на основании результатов обычной инклинометрии.

Из сопоставления возможностей локального искривления ствола скважины и КНБК следует, что изгибом или её несоосным расположением в скважине невозможно объяснить одновременный износ ОЦЭ на конус снизу и сверху. Радиус кривизны изношенной рабочей поверхности калибратора в продольной плоскости практически определяет порядок радиуса локальных искривлений.

Возможность образования и интенсивность локальных искривлений ствола скважины в каждой её точке может быть вызвана различными факторами, в том числе и случайными, однако ограничивается и определяется она условиями вписываемости КНБК. Интенсивность общего искривления ствола вертикальной скважины, как уже отмечалось, значительно меньше возможной, рассчитанной из условия вписываемости КНБК в плавно изогнутый ствол, не имеющий локальных искривлений. Поэтому общее искривление скважины следует рассматривать как проявление тенденции к совпадению векторов локальных искривлений. Данная тенденция проявляется в том, что геометрическая сумма единичных радиальных смещений, которая намного меньше алгебраической из-за разброса векторов смещений, подчиняется определённым закономерностям.

Результаты проведенных исследований формы ствола вертикальной скважины говорят о взаимосвязи между типом, формой и геометрией ствола скважины и необходимости подвергать проверке различные КНБК с целью определения их реакции на возможные радиальные смещения ствола скважины.

Существенные отклонения в поперечном и продольном сечениях ствола скважины от идеальной формы могут привести к следующим нежелательным последствиям:

- увеличение сил сопротивления при перемещении КНБК по стволу скважины;

увеличение износа опорно-центрирующих элементов КНБК и долота (рис. 4.28);

- создавать препятствия при спуске КНБК и об-

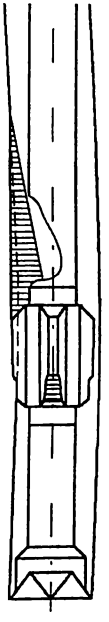


Рис. 4.28. Схема изнашивания калибратора в скважине с локальными искривлениями

садных колонн (рис. 4.29);

- низкое качество цементирования обсадных колонн (рис. 4.30).

О наличии в стволе скважины локальных искривлений, уступов и неправильной формы поперечного сечения ствола можно судить по следующим признакам:

- повышенный износ долота по диаметру;
- значительный износ лап шарошечного долота;
- повышенный износ нижней части рабочих элементов калибратора;
- интенсивный торцевой и конический износ рабочих элементов калибратора, вплоть до поверхности его корпуса;

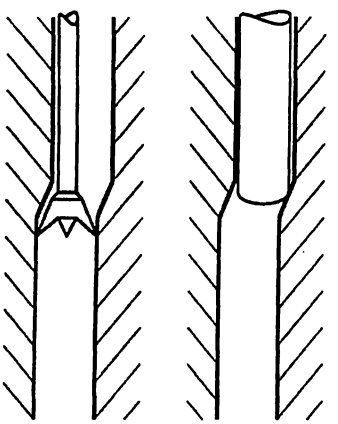


Рис. 4.29. Схема спуска бурильной (слева) и обсадной (справа) колоннв скважину с уступом

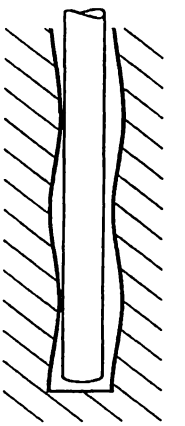


Рис. 4.30 Обсадная колонна в стволе скважины с локальными искривлениями

- увеличение времени на подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны;
- двухсторонний износ калибратора на конус снизу и сверху;
- винтообразный или некруглый в поперечном сечении керн при бурении коронкой;
- динамический характер изменения нагрузки на крюке при спуске и подъеме бурильной колонны, заклинивание и посадки КНБК.

4.3. Формирование ствола наклонных и горизонтальных скважин

Проектирование наклонно направленных и горизонтальных скважин осуществляют по профилю, состоящему из сопряжённых прямолинейных участков и дуг окружности. Выбор такого профиля обусловлен, прежде всего, стремлением проектировщиков минимизировать длину направленной скважины за счёт искривления ствола с постоянной интенсивностью. В некоторых случаях, например, при проектировании S-образного профиля участок уменьшения зенитного угла выполняют в виде интервала естественного уменьшения зенитного угла, который сопряжён с расположенным выше тангенциальным интервалом или участком увеличения зенитного угла.

В точках сопряжения участков проектного профиля график кривизны ствола имеет разрыв, что отмечено, например, в работе [8]. При этом возникает противоречие между применяемым методом проектирования профиля наклонной скважины и существующей технологией направленного бурения, которая не позволяет реализовать стыковку участков профиля со скачком кривизны.

Рассмотрим технологию выполнения типового трёхинтервального профиля, состоящего из вертикального интервала, участка начального искривления с радиусом 382 м и интервала стабилизации зенитного угла при использовании типовой технологии.

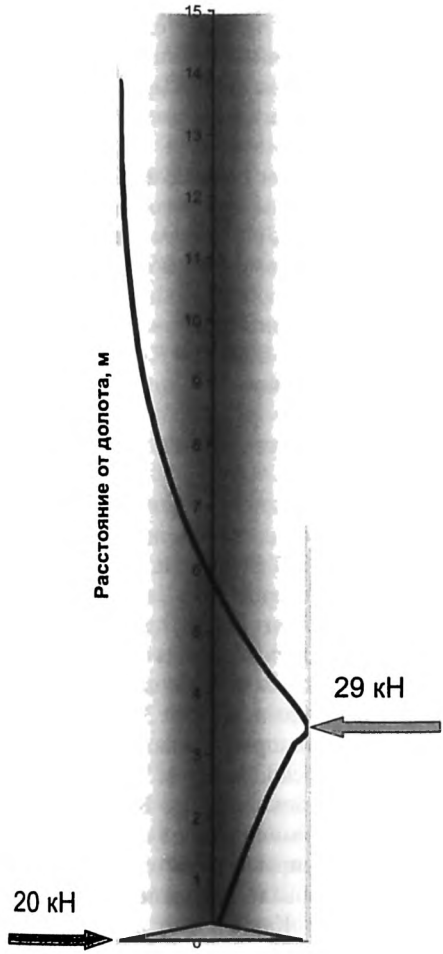


Рис. 4.31. Схема взаимодействия турбинного отклонителя ТО-240 с вертикальным стволом скважины диаметром 295.3 мм. Длина шпиндельной и турбинной секций 3.5 м и 9 м соответственно. Угол перекоса искривленного переводника 1.5°.

На рис. 4.31 представлена схема сил, действующих на турбинный отклонитель ТО-240, расположенный в вертикальном стволе скважины диаметром 295.3 мм. Шпиндельная и турбинная секции ТО-240 длиной 3.5 м и 9 м соответственно соединены искривленным переводником с углом перекоса 1.5°. Расчётный радиус кривизны, при котором на долоте отклоняющая сила равна нулю, равен 382 м. В прямолинейном стволе скважины долото при осевой нагрузке 160 кН давит на стенку ствола скважины в сторону увеличения зенитного угла с силой 20 кН.

Если стабилизирующую КНБК, включающую долото диаметром 295.3 мм, УБТ 203 с двумя центраторами диаметром 295 мм 292 мм, установленными на расстоянии 4 и 20 м от долота соответственно, расположить в искривленном стволе скважины с указанным радиусом, то на долоте буде действовать отклоняющая сила, равная 10 кН (рис. 4.32).

Таким образом, при размещении отклоняющей и стабилизирующей КНБК в стволе скважины, кривизна которого не соответствует показателю её назначения, на долоте будет действовать отклоняющая сила, величина которой достаточна для интенсивного фрезерования стенки ствола и формирования резко искривленного интервала.

Необходимо отметить, что как в практике бурения, так и в исследовательских работах в области направленного бурения, влияние геометрии стартового интервала ствола скважины либо игнорировалось вообще, либо предполагалось, что через сравнительно не-

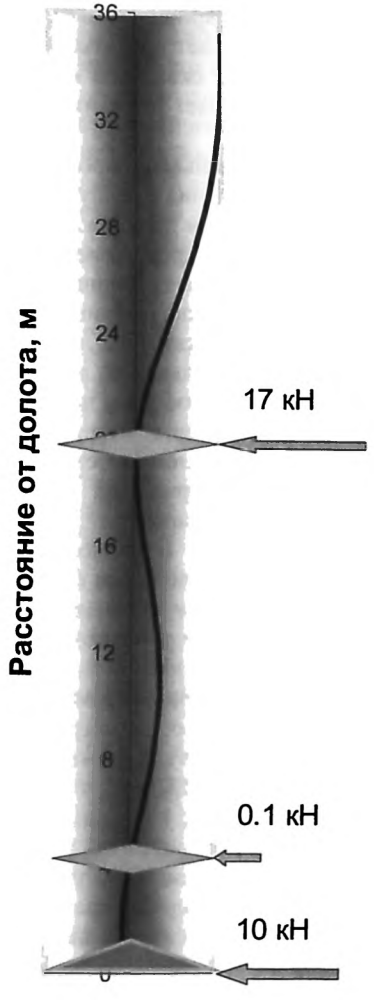


Рис. 4.32. Схема взаимодействия КНБК с искривленным стволом скважины

большой стыковочный интервал бурения, соизмеримый с длиной КНБК, кривизна формируемого ствола будет близка к расчетному значению.

При этом интервал ствола между соседними участками профиля будет представлять собой плавную кривую линию, кривизна которой по концам равна кривизне сопрягаемых участков проектного профиля. Поскольку предполагалось, что длина такого стыковочного интервала незначительна по сравнению с длиной соседних интервалов профиля, то при проектировании профиля и технологии бурения его не учитывали.

Рассмотрим процесс формирования ствола скважины искривляющей КНБК на основе ГВЗД с одним центратором диаметром 214 мм и долотом диаметром 215.9 мм из горизонтального прямолинейного начального интервала скважины [47]. Центратор в данной КНБК установлен на расстоянии 2.5 м от долота, что в соответствии с расчётом обеспечивает интенсивность увеличения зенитного угла 7°/100м. (рис. 4.33).

В прямолинейном стволе скважины отклоняющая сила на долоте искривляющей КНБК равна 4.7 кН и направлена в сторону увеличения зенитного угла. Под действием отклоняющей силы долото будет фрезеровать стенку ствола скважины до получения радиуса кривизны ствола 330 м. В этом положении направляющая секция находится в искривленном стволе скважины, а остальная часть КНБК расположена в прямолинейном стволе.

После бурения очередного интервала, равного длине направляющей секции КНБК, центратор будет находиться уже в конце предыдущего интервала искривления, а точка опоры УБТ на стенку скважины – в прямолинейном стволе. Как следует из схемы, такое взаимное положение центратора и точки опоры УБТ равнозначно увеличению диаметра центратора на 9.5 мм. Это приведет к увеличению расстояния от центратора до точки опоры УБТ на стенку скважины и, соответственно, к увеличению отклоняющей силы на долоте. При этом радиус кривизны ствола вновь пробуренного интервала будет меньше радиуса кривизны предыдущего интервала. В результате бурения следующего интервала бурения центратор окажется еще выше точки опоры УБТ на стенку скважины, что еще больше увеличит мнимый диаметр центратора и, соответственно,

отклоняющую силу на долоте и радиус кривизны ствола скважины уменьшится.

В рассматриваемом примере скважина будет искривляться с нарастающей кривизной до тех пор, пока УБТ не коснётся верхней стенки ствола скважины. При этом отклоняющая сила изменит свое направление и будет направлена в сторону уменьшения зенитного угла, а кривизна ствола скважины будет уменьшаться. При некоторой кривизне ствола скважины УБТ оторвется от верхней стенки ствола скважины, а КНБК опять будет иметь возможность искривлять ствол скважины в направлении увеличения зенитного угла, что приведет к повторению описанного выше цикла. Таким образом, как следует из рассмотренного примера, первичное резкое искривление скважины является основной причиной формирования извилистой траектории при дальнейшем углублении скважины. При этом траектория бурения в рассматриваемом примере будет формироваться в виде восходящих и нисходящих дуг.

Практическое подтверждение рассмотренного механизма формирования ствола при смене КНБК было получено в процессе бурения наклонных и горизонтальных скважин.

Бурение интервала 2656 –2780 м горизонтального ствола скважины 28 Штормовая (Черное море) производили ВЗДО ДГ-155 с центратором диаметром 212 мм. Данная КНБК предназначена для увеличения зенитного угла с расчётной интенсивностью 1.5°/10м.

На рис. 4.34 представлен график зависимости зенитного угла ствола горизонтальной скважины № 28 на месторождении Штормовое в интервале применения искривляющей КНБК.

Измерения зенитного угла и азимута осуществляли в открытом стволе скважины инклинометрами МИР-36 и ИЭМ-36 с различными пределами измерения зенитного угла. Проведение измерений зенитного угла и азимута ствола скважины, расчет погрешности измерений проводили в соответствии с РД- 39-4-815-82, а также инструкцией по проведению инклинометрических исследований в скважинах. Для вычисления координат и параметров ствола скважины использовали программный комплекс «Наклонно-направленное бурение – ННБ» [71].

Как следует из рис. 4.34, интервалы, где интенсивность увеличения зенитного угла составляла 2°/10м, чередовались с интервалами его уменьшения. Установленная закономерность изменения зенитного угла с глубиной подтверждает описанный выше механизм формирования ствола скважины при бурении искривляющими КНБК из прямолинейного ствола скважины.

При бурении специальной наклонно направленной скважины № 101 на месторождении Тенгиз проводку прямолинейного интервала профиля производили роторным способом с использованием КНБК в составе: долото S-11$^5/_8$" (295.3 мм), калибратор диаметром 295.3 мм, УБТ-203 длиной 2.5 м, центратор диаметром 295 мм, УБТ-203 длиной 14 м, центратор диаметром 290 мм, УБТ-203.

Стартовый интервал, в котором располагалась стабилизирующая КНБК, был пробурен турбобуром с искривленным переводником со средней интенсивностью увеличения зенитного угла 7°/100м.

С целью получения достоверных данных о характере искривления ствола скважины в интервале применения КНБК после окончания долбления проводились многократные измерения зенитного угла и азимута с помощью двух инклинометров ИН1-721 и инклинометров типа КИТ. Измерения инклинометром ИН1-721 проводили в непрерывном и точечном режимах с минимальным интервалам между точками измерения 5 метров. Всего в интервале 1250-1445 м было сделано два рейса инклинометра типа КИТ, 4 рейса инклинометра ИН1-721.

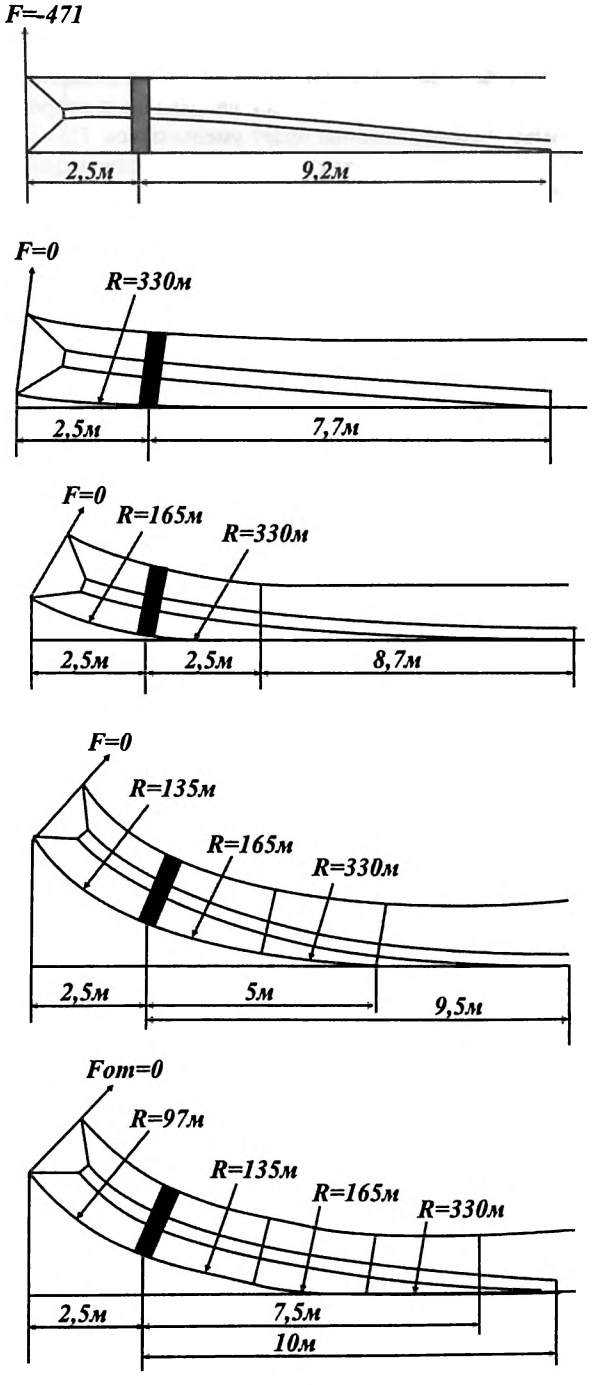


Рис. 4.33. Схема искривления ствола скважины КНБК из прямолинейного интервала

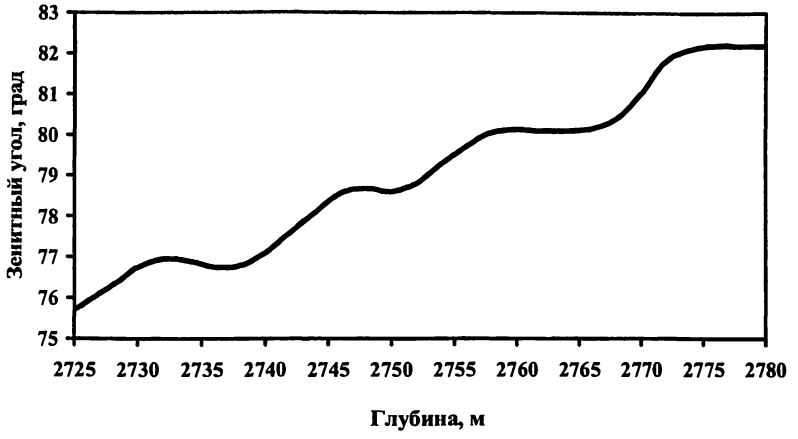


Рис. 4.34. Зависимость зенитного угла ствола скважины 28 Штормовая (Чёрное море)

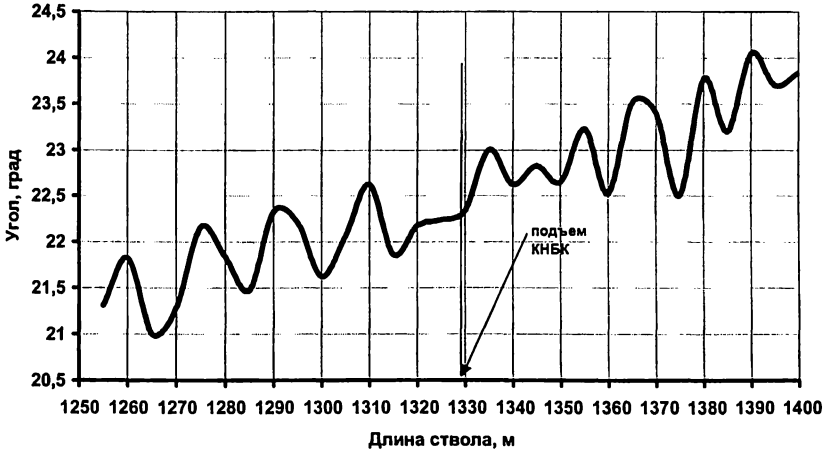


Рис. 4.35. Зависимость среднего значения зенитного угла от длины ствола, пробуренного стабилизирующей КНБК в составе: долото S $11^{5}/_{8}$", калибратор диаметром 295.3 мм, УБТ-203 длиной 2.5 м, центратор диаметром 295 мм, УБТ-203 длиной 14 м, центратор диаметром 290 мм, УБТ-203.

Результаты статистического анализа измерений представлены в виде графика зависимости среднего значения зенитного угла от длины ствола (рис. 4.35). Доверительный интервал измерений зенитного угла не превышает погрешность измерения инклинометра ИН1-721 по зенитному углу на всем интервале измерений.

Расчёты на основе измеренных значений зенитного угла от длины ствола показывает, что ствол скважины в интервале (1250-1400 м) бурения стабилизирующей КНБК осложнен ритмическими локальными искривлениями с длиной волны 15-20 м и амплитудой 0.2-0.3 м относительно средней оси.

Таким образом, при бурении из интервала ствола, кривизна которого существенно отличается от расчётного значения для используемой КНБК, формируется резко искривленный интервал, который является основной причиной извилистой траектории бурения.

В целях снижения интенсивности искривления ствола скважины в интервале сопряжения участков профиля и смены КНБК могут быть использованы следующие технико-технологические решения:

- применение гибкого звена для снижения жёсткости КНБК, что позволит уменьшить величину отклоняющей силы на долоте в момент бурения из стартового интервала ствола и снизить интенсивность локального искривления ствола скважины;
- предварительное формирование стартового интервала ствола, кривизна которого близка проектной интенсивности искривления используемой КНБК.

При строительстве наклонных и горизонтальных скважин применяется комбинированная технология направленного бурения, предусматривающая реализацию сопряженных интервалов профиля с различной геометрией с помощью винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗДО). В случае применении комбинированной технологии проводку искривленных интервалов производят в режиме скольжения забойного двигателя-отклонителя. Бурение прямолинейных интервалов профиля осуществляют при периодическом вращении или поворотах бурильной колонны.

При использовании такой технологии метод управления проводкой ствола скважины заключается в том, что реализация проектного профиля осуществляется в периодической смене режима вращения или поворотов бурильной колонны на её скольжение. При этом пространственная кривая между начальной и конечной точками интервала бурения аппроксимируется отрезками пространственных кривых заданной кривизны, сопряженных между собой касательными. Для горизонтальной скважины этот метод заключается в реализации пространственного профиля, состоящего из пространственно искривленных с заданной интенсивностью участков и участков стабилизации зенитного угла и азимута. Методически такой процесс предварительно формализируется и оптимизируется с помощью соответствующего программного обеспечения.

Комбинированная технология позволяет осуществлять бурение скважины по траектории, близкой к проектному профилю, однако она имеет существенные недостатки, ограничивающие область её применения.

При комбинированной технологии управление траекторией бурения осуществляется преимущественно за счёт отклоняющей силы на долоте.

В процессе вращения ВЗДО за счёт фрезерования стенки ствола диаметр последнего увеличивается по разным оценкам на 8-10%. На графиках (рис. 4.36 и 4.37) приведены зависимости отклоняющей силы на долоте ВЗДО-172 и ВЗДО-95, расположенных в прямолинейном стволе скважины, от диаметра ствола. Из графиков следует, что при увеличении диаметра ствола 10% на долоте ВЗДО-172 и ВЗДО-95 действует отклоняющая сила 11.7 и 2.5 кН соответственно, что достаточно для интенсивного фрезерования стенки ствола скважины боковой поверхностью долота. Следовательно, в режиме ориентированного бурения из прямолинейного участка ствола скважины даже с увеличенным диаметром бурение производится при интенсивном фрезеровании стенки ствола, что способствует формированию уступов и локальных искривлений в точках перехода с вращения или поворотов бурильной колонны на её скольжение и наоборот. При разбуривании терригенных отложений в режиме вращения бурильной колонны искривление ствола происходит обычно с уменьшением зенитного угла.

Таким образом, при комбинированной технологии проводки скважины с использованием ВЗДО траектория бурения может состоять из сопряженных выпуклых и вогнутых дуг.

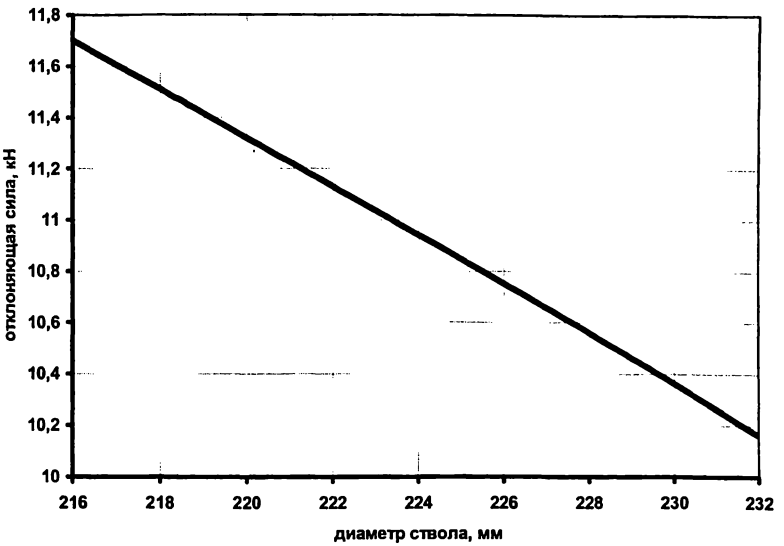


Рис. 4.36. Зависимость отклоняющей силы на долоте ВЗДО-172 с долотом диаметром 215.9 мм и углом перекоса секций 1.5°/10м от диаметра ствола скважины

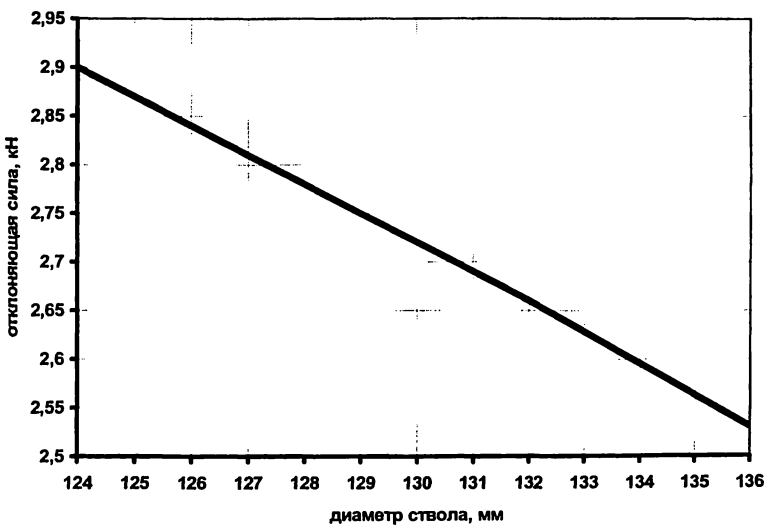


Рис. 4.37. Зависимость отклоняющей силы на долоте ВЗДО-95 с долотом диаметром 124 мм и углом перекоса секций 1.5°/10м от диаметра ствола скважины

На рис. 4.38 представлена кривая интенсивности искривления горизонтального ствола скважины в интервале 2510-3450 м. На рис. 4.38 ступенчатой линией представлен режим бурения данного интервала. Максимальное и минимальное значения графика режима бурения соответствуют среднему расчётному значению интенсивности искривле-

ния ствола скважины для используемых КНБК при скольжении и вращении бурильной колонны соответственно.

Для технико-технологического обеспечения процесса управляемого бурения интервала 2510-3450 м применялись КНБК следующих типов.

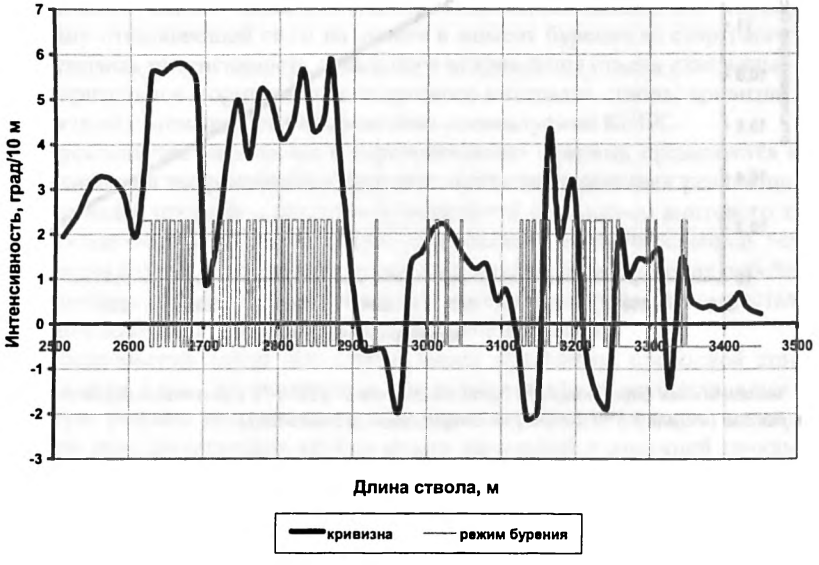


Рис. 4.38. Интенсивность искривления горизонтального ствола, пробуренного по технологии комбинированного бурения

КНБК № 1:

- долото диаметром 215.9 мм длиной 0.3 м;
- винтовой забойный двигатель-отклонитель диаметром 172 мм с углом перекоса секций 1.59° (расстояние от нижнего конца шпинделя до точки перекоса – 2.15 м при общей длине 8.06 м);
- телесистема с гидравлическим каналом связи диаметром 169.9 мм, длиной 9.42 м;
-диамагнитные УБТ диаметром 172 длиной 9.35 м;
- бурильные трубы 127х19.5.

КНБК №2:

-долото диаметром 215.9 мм длиной 0.3 м;
- наддолотный калибратор диаметром 214.3 мм длиной 0.3 м;
- винтовой забойный двигатель диаметром 172 мм с углом перекоса секций 1.5°, (расстояние от нижнего конца шпинделя до точки перекоса – 2.44 м при общей длине 8.09 м);
- центратор диаметром 200.0 мм длиной 2.27 м;
- телесистема с гидравлическим каналом связи диаметром 169.9 мм длиной 9.42 м;
- диамагнитные УБТ диаметром 172 мм длиной 9.35 м.
- бурильные трубы диаметром 127х19.5.

Бурение КНБК № 1 производилось из промежуточной колонны диаметром 245 мм в

интервале 2615-2885 м. Данной КНБК пробурено 270 м, в том числе 120 м в режиме скольжения и 150 м роторным способом.

КНБК № 2 использовалась в интервале 2885-3450 м .

При бурении с КНБК № 2 время бурения составило 48.5 час, в т.ч. при вращении КНБК-43.3 час, в режиме скольжения 5.2 час.

Ствол скважины, пробуренный с применением указанных КНБК, состоит из резко искривленных участков, причём в некоторых интервалах кривизна меняет знак (рис. 4.38). Такой характер искривления ствола свидетельствует о наличии локальных искривлений, которые могут являться источником осложнений при бурении, а также в процессе спуска обсадных колонн.

Следует отметить, что при бурении стабилизированной КНБК № 2 интенсивность искривления ствола значительно ниже, чем в интервале применения КНБК № 1, что является следствием ограничения фрезерующей способности долота за счёт установки над ним калибратора.

В табл. 4.8 представлены результаты инклинометрических измерений и расчётные параметры ствола скважины № 1Г на месторождении Кулунское (Западная Сибирь), проведенных в интервале применения комбинированной технологии ориентированного бурения забойным двигателем-отклонителем.

ТАБЛИЦА 4.8
ПАРАМЕТРЫ СТВОЛА СКВАЖИНЫ № 1Г-КУЛУНСКАЯ

Глубина, м	Зенитный угол, град.	Азимут, град.
3060.1	82.42	204.2
3069.9	81.99	205.1
3082.3	82.95	206.8
3094.6	85.25	206.4
3099.7	85.49	206.8
3107.0	85.53	206.8
3119.3	84.63	206.3
3131.5	84.17	205.9
3143.4	84.23	205.7
3155.9	84.13	205.6
3167.8	84.60	205.5
3180.0	86.20	205.8
3192.0	87.28	205.3
3203.9	87.62	205.7

КНБК включает долото 143.9-СЗ-ГАУ, забойный двигатель-отклонитель диаметром 120.6 с угол перекоса секций 0.78°, телесистему диаметром 120.6 мм и длиной 10.7 м.

В интервале 3100-3150 м бурение производили при вращении ротором бурильной колонны с частотой 40÷60 об/мин, а интервале 3060-3100 м - в режиме скольжения забойного двигателя-отклонителя. При этом угол ориентации забойного двигателя-отклонителя выдерживался в диапазоне углов от 350°÷50°.

На рис. 4.39 график оси ствола скважины № 1Г-Кулунская в интервале 3060-3170 м. Координаты ствола рассчитаны на основании данных табл. 4.8 с использовани-

ем программного обеспечения «Наклонно направленное бурение-ННБ». Форма оси ствола приведена относительно средней оси анализируемого интервала. На рис. 4.39 видны две полуволны длиной 25 м и 60 м, причем максимальное отклонение оси ствола от средней линии фактического профиля составляет 0.5 м.



Рис. 4.39. Форма оси ствола скважины в интервале применения комбинированной технологии направленного бурения.

Амплитуда локальных искривлений ствола, формируемых забойным двигателем-отклонителем, может быть значительно больше величины не только радиального зазора между корпусом забойного двигателя-отклонителя и скважиной, но и диаметра самого ствола, а кривизна ствола превышать нормируемое значение.

На рис. 4.40 показан фактический профиль горизонтального ствола скважины. Ствол представляет собой траекторию волнообразной формы, что является результатом технологии бурения при периодическом переходе с режима вращения на режим скольжения бурильной колонны.

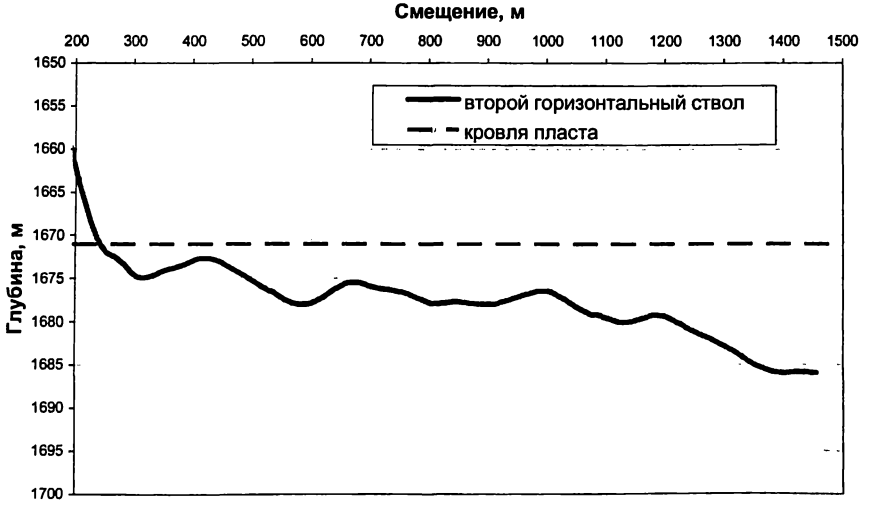


Рис. 4.40. Профиль горизонтального ствола, пробуренного в режиме «скольжение-вращение» ВЗДО-120 с долотом диаметром 152.3 мм и углом перекоса секций 1.5°

Бурение горизонтального ствола осуществляли в режиме скольжения-вращения бурильной колонны с помощью ВЗДО-120 с долотом диаметром 152.3 мм и углом перекоса секций 1.5°.

При рассмотрении профиля пробуренного горизонтального ствола (рис. 4.40) видно, что фактический профиль ствола представляет собой сложную кривую линию, которая состоит из восходящих и нисходящих интервалов, сопряженных между собой дугами. Таким образом, фактический профиль горизонтального участка скважины существенно отличается от проектной траектории, которая представляет собой прямую линию, причём величина отклонения от проекта может значительно превышать диаметр ствола скважины.

При изучении распределения притока пластового флюида к горизонтальному стволу установлено, что значительная его часть (60-70%) поступает в скважину в начале горизонтального ствола, через так называемую «пятку». Интенсивная работа начального интервала горизонтального участка реальной скважины может быть связана с существенно более высокими по сравнению со стволом идеальной формы гидравлическими сопротивлениями самого ствола.

В результате экспериментального изучения потока смеси нефти и воды в горизонтальном стволе скважины установлено, что в строго горизонтальном стволе при равном соотношении фаз граница между ними разделяет поперечное сечение ствола пополам. Скорости течения фаз были одинаковы, но когда модель скважины имела наклон, то результаты оказались совершенно отличными и от того, что наблюдались при 90°. Например, при наклоне ствола в 88°, когда поток был направлен вверх, вода заняла примерно 80% поперечного сечения и текла медленно, а нефть двигалась быстро в оставшемся узком просвете поперечного сечения ствола. Наоборот, при наклоне 92° когда поток был направлен вниз вода двигалась быстро, а нефть, занявшая большую (верхнюю) часть сечения модели ствола скважины, двигалась медленнее [3, 12].

Таким образом, хотя во всех случаях, независимо от угла наклона ствола скважины, соотношение расходов нефти и воды в потоке оставалось одним и тем же, по 50%, мгновенное, видимое, соотношение фаз в сечении ствола, или иначе их кажущееся объёмное содержание зависело от угла наклона.

Полученные в эксперименте данные показали, что в реальных условиях, когда ствол горизонтальной скважины меняет угол и направление наклона, характер распределения фаз и их скоростей по сечению тоже меняется, а соотношение кажущихся объёмных фаз в большинстве случаев не соответствует реальному соотношению тех же фаз в продукции скважины. При значительных колебаниях в величине углов наклона ствола направление движения воды и нефти на определённых участках горизонтального ствола может меняться на противоположное относительно общего направления потока. При этом возникают и застойные зоны, обычно в нижней части и верхней частях прогиба ствола. Ещё более сложные ситуации возникают при высокой вязкости нефти.

По указанной причине в нижних и верхних точках волнообразного горизонтального ствола при многофазном потоке пластового флюида возможно образование газоводонефтяных сифонов (рис. 4.41), которые увеличивают гидравлические сопротивления ствола.

Для предупреждения перегибов горизонтального ствола, способствующих образованию газоводонефтяных сифонов длина интервала бурения ВЗДО в режиме скольжения должна соответствовать соотношению:

$$H \le \sqrt{2 \cdot D \cdot (R - D)} \qquad (4.36)$$

где H – длина интервала бурения, м;
D – диаметр долота, м;
R – расчетный радиус искривления ствола, м.

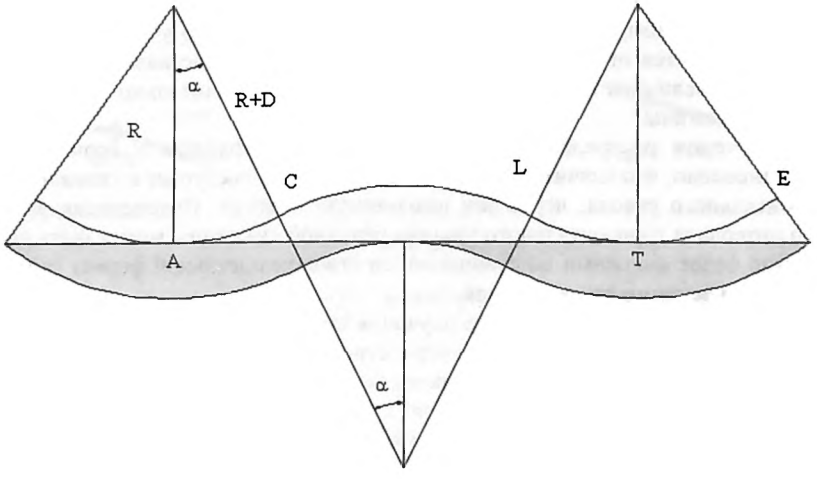


Рис. 4.41. Схема волнообразного горизонтального ствола скважины. АС, ТЕ – режим скольжения; СТ – режим вращения.

При выполнении условия (4.36) амплитуда искривлений горизонтального ствола будет меньше диаметра долота.

Наличие резко искривленных интервалов ствола способствует также формированию в месте их расположения желобных выработок, интенсивность и скорость образования которых определяются следующими факторами:

- физико-механическими свойствами горной породы;
- величиной прижимающей силы и контактного давления элементов бурильной колонны на стенку скважины;
- частотой и временем воздействия бурильной колонны на стенку скважины;
- интенсивностью искривления ствола.

На рис. 4.42 представлена схема сил действующих на стенку ствола искривленного по радиусу R. Величина силы давления замка бурильной колонны на стенку ствола скважины может быть выражена приближённой формулой:

$$N = g \cdot \sqrt{R(D_з - d_т)} \cdot sin\alpha + 2 \cdot P \cdot \sqrt{\frac{D_з - d_т}{R}} \qquad (4.37)$$

где g – вес 1 м бурильной трубы, кН/м;
α – зенитный угол ствола скважины, град.;
$D_З$ – диаметр замка, м;
$d_Т$ – диаметр бурильной трубы, м;
R – радиус кривизны ствола, м;

P – осевая растягивающая сила, кН;
N – сила давления бурильного замка на стенку ствола скважины, кН.

Из выражения (4.37) следует, что сила давления замка бурильной колонны максимальна в горизонтальном стволе скважины и увеличивается при уменьшении радиуса кривизны.

На рис. 4.43 приведены зависимости прижимающей силы для бурильных колонн диаметром 127 мм и 140 мм от радиуса кривизны ствола скважины.

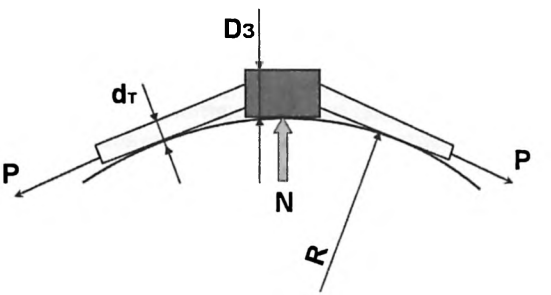


Рис. 4.42. Схем взаимодействия замкового соединение бурильных труб с искривленным стволом скважины

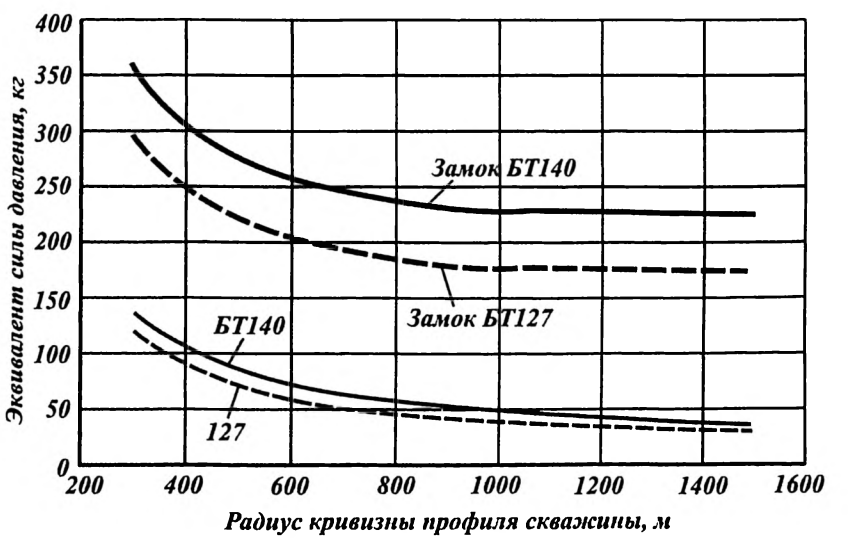


Рис. 4.43. Зависимость силы давления элементов бурильной колонны диаметром 127 мм и 140 мм на стенку скважины

Из графиков, приведенных на рис. 4.43, следует, что давление бурильного замка на стенку скважины для всех радиусов кривизны ствола в 4-5 раз выше по сравнению с бурильной трубой, а прижимающая сила в значительной степени зависит от радиуса кривизны ствола. При величине радиуса кривизны ствола менее 300 м (кривизна 1.9°/10м) бурильный замок давит на стенку ствола с силой свыше 350 кг.

Если учесть, что кривизна локальных искривлений может быть на порядок больше общей кривизны ствола скважины, то сила давления замка бурильной колонны на стенку в соответствии с (4.37) при этом достигает величины, значительно превышающей предел прочности горной породы.

В интервалах желобов изменяется напряженное состояние горной породы, слагающей стенку ствола скважины. Из задачи устойчивости кругового кольца (арочного свода), находящегося под действием равномерно распределённой нагрузки, известно выражение для определения её критического значения [117, 118]:

$$p_{KP} = \frac{K}{R^3} \tag{4.38}$$

где K - коэффициент, учитывающий модуль упругости материала кольца, распределение нагрузки, н*м;
$p_{КР}$ – критическое давление, н/м^2;
R – радиус кривизны кольца, м.

Считая, что в желобной выработке сечение ствола имеет форму эллипса, радиус кривизны вершин которого равен номинальному радиусу долота, можно определить величину относительного критического давления по формуле (4.38).

ТАБЛИЦА 4.9
КРИТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ НА АРОЧНЫЙ СВОД

Высота желоба, м	R, м	K/R^3
$D_Д$=0.2159	0.10795	795*К
2*$D_Д$	0.198	129*К
3*$D_Д$	0.305	35*К

Таким образом, устойчивость стенки ствола скважины в месте желобной выработки, высота которой в 3 раза больше диаметра долота, в 23 раза ниже по сравнению с цилиндрическим стволом (табл. 4.9).

Значительное количество обвальной горной породы фиксируется в горизонтальной части скважины, что свидетельствует о низкой устойчивости стенок скважины, вероятной причиной которой могут быть желобные выработки ствола.

В целях снижения интенсивности формирования желобных выработок при бурении горизонтальных скважин следует принимать меры по предупреждению образования резко искривленных интервалов ствола, а также использовать бурильные трубы с минимальной разницей между диаметрами замка и самой бурильной трубой.

4.4. Искажение сечения ствола скважины

Исследования Еронима Пражского, А.А. Зверюги, Н.И. Корнилова, В.И. Елгазина, А.Г. Калинина показали, что поперечное сечение ствола скважин имеет сложную форму [14, 24, 26, 39, 100]. Установлено, что при бурении КНБК вращается не только вокруг собственной оси, но и вокруг оси скважины, формируя при этом ствол многогранной формы.

Впервые факт образования многоугольных отверстий отмечен в металлообрабатывающей промышленности при сверлении орудийных стволов. Известно, что если сверло вращается с некоторым эксцентриситетом, то оно высверливает в металле не круглое отверстие, а многогранное. Этот эффект был использован для сверления многогранных отверстий правильной формы. Если на сторонах равностороннего треугольника построить дуги радиусом, равным стороне треугольника, и катить получившуюся фигуру внутри квадратного отверстия, то вершины этой фигуры будут точно перемещаться по сторонам отверстия. Например, трехгранное сверло, одновременно с поступательным движением вращаясь в жестком квадрате, выберет в детали отверстие, соответствующее контуру квадратного отверстия, сквозь которое оно направляется. Если сверлимое отверстие имеет n углов, то у инструмента должно быть (n - 1) граней, и чем больше углов, тем форма отверстия будет ближе к цилиндрической. Геометрический центр поперечного сечения сверла не совпадает с центром отверстия, и поэтому не только сверло будет вращаться вокруг своей оси, но и эта ось опишет какую-то кривую вокруг оси отверстия. Для получения двух видов движения применяется плавающий патрон.

В бурении роль плавающего патрона выполняет колонна бурильных труб, обладающая определённой свободой движения в стволе скважины. Из практики сверления и бурения известно, что при «свободном» вращении низа бурильной колонны разрушающие элементы воздействуют на материал с наименьшими затратами энергии, т. е. выбирается такой профиль, когда разрушение идет по линии наименьшего сопротивления.

При бурении геологоразведочных скважин колонковым способом на керне образуются спиралеобразные надрезы в виде многоходовой резьбы значительного шага. Бурение блоков горной породы на стендах Московского геологоразведочного института (МГРИ) показало (исследование А.Г. Калинина), что если придать низу бурильного инструмента несоосное положение по отношению к пробуренному ранее цилиндрическому стволу, то образуется как винтообразный (рифленый) керн, так и рифленые стенки скважины (см. рис. 4.44).

Подобные рифления наблюдались и на кернах, отобранных при бурении нефтяных разведочных скважин на Марковском месторождении (рис. 4.45).



а) б) в) г)

Рис. 4.44. а - гранит (стенд МГРИ); б - мрамор (Нерчинская ГРП); в, г - песчаник (Марковское нефтяное месторождение)

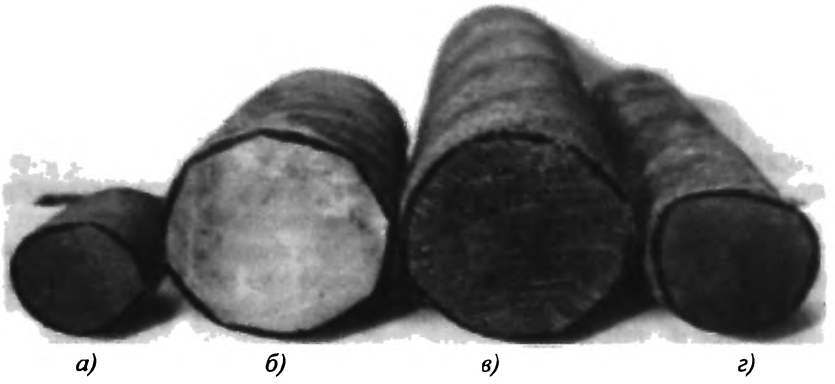


Рис. 4.45. а, б - Марковское нефтяное месторождение (песчаник); в – стенд МГРИ (гранит); г - Нерчинская ГРП (мрамор, Забайкалье)

Интересные примеры приведены в работах А.А. Зверюги (рис. 4.46 и 4.47) и В.И. Елгазина (рис. 4.48).

Исследования В.Е. Копылова также показали, что при алмазном бурении сечение ствола скважин в некоторых случаях не является кругом (рис. 4.49). Отклонение оси коронки вызывает её вращение вокруг оси скважины, в результате алмазные коронки приобретают одностороннюю зашлифовку боковой части матрицы и кольца. Копылов В. Е. констатирует, что при равенстве диаметра скважины и коронки односторонний износ невозможен. При испытании алмазных расширителей Н.И.Корнилов установил, что без расширителей отмечается интенсивная волнистость керна, особенно в часто перемежающихся и неравномерно ороговикованных породах.

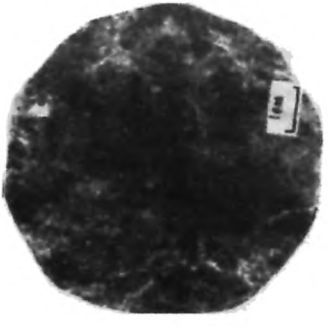


Рис. 4.46. Поперечный разрез рифленого керна



Рис. 4.47. Рифленый керн

Формирование сечения ствола многоугольной формы происходит и при бурении алмазными долотами режуще-скалывающего действия типа PDC, которые оснащены алмазо-твердосплавными резцами (рис. 4.50).

Факт образования многоугольных отверстий отмечен при бурении гидроударни-

ками. По данным Е.С. Бубнова при бурении гидроударными машинами получен керн пятигранной формы с глубины 100 м из туфолавы IX категории буримости (рис. 4.51) с размером граней керна от 50 до 65 мм. Расстояние от любого угла до противоположной грани равно 85 мм [37].



Рис. 4.48. Оттиск поверхности забоя шурфа

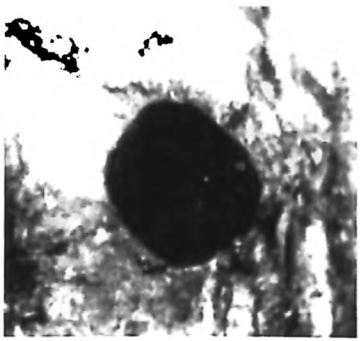


Рис. 4.49. Неправильная форма сечения скважины при алмазном бурении

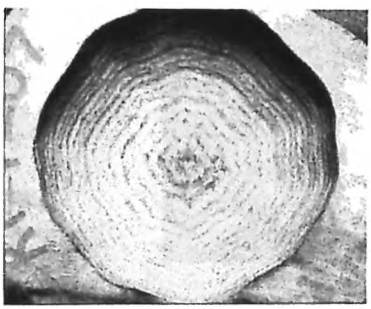


Рис. 4.50. Забой скважины, пробуренный алмазным долотом типа PDC



Рис. 4.51. Керн, полученный при бурении гидроударником

Г. И. Булах и В.А. Высоцкий (ВНИИБТ) наблюдали образование многоугольного сечения ствола при бурении шахтного ствола в Донбассе реактивно-турбинной установкой, которая является исключительно жесткой системой, состоящей из связанных между собой турбобуров. При условном диаметре реактивно-турбинной установки 3.6 м получили ствол шахты в поперечном сечении в виде прямоугольника размером 4.5х3.2 м.

Косвенным доказательством образования стволов многоугольной формы могут служить факты торцевого износа трехлопастного калибратора (рис. 4.52) и неравномерная отработка шарошек долота (рис. 4.53).

Известны исследования характера разрушения забоя скважины шарошечными долотами, подтверждающие факт неравномерного износа шарошек в случае не совпадения центра вращения долота с осью скважины [37, 39].

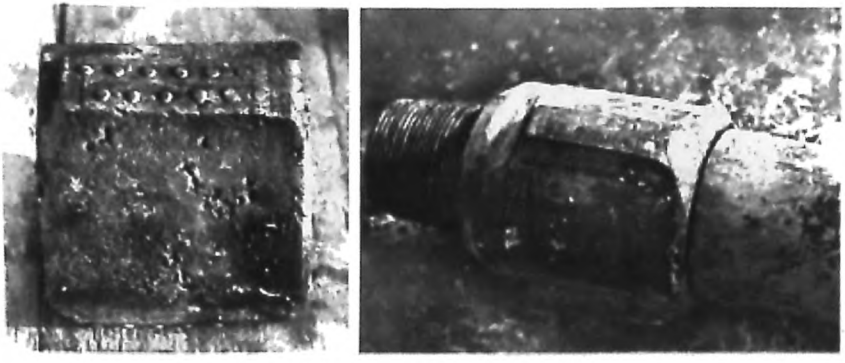


Рис. 4.52. Торцевой износ наддолотного калибратора

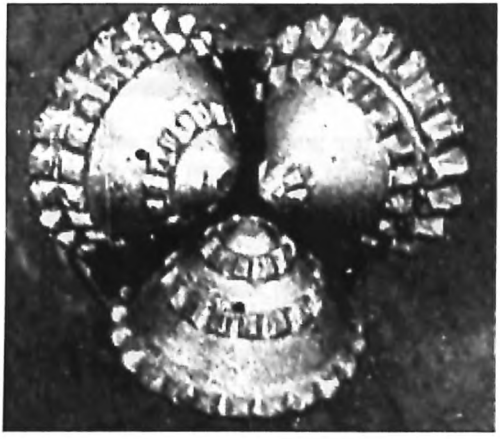


Рис. 4.53. Неравномерная отработка шарошек долота

Для составления уравнения движения центра долота принято, что в начальный момент ось КНБК и центр долота совпадают с осью скважины. Неподвижная система координат проходит через центр забоя скважины (рис. 4.54). Действие сил на долото сведено к двум силам: центральной и циклической. Центральная сила возникает при смещении оси долота относительно оси скважины под действием внешних сил, возникающих от самых различных причин:

$$\overline{F}_c = k_1 \cdot r \qquad (4.39)$$

где k_1 - коэффициент пропорциональности ($k_1 = const$);
r - смещение оси долота, м.

Рассмотрим частные случаи (рис. 4.54). Упругую возвращающую силу можно представить:

а) в любом верхнем сечении бурильная колонна зажата и упругая сила действует к центру системы координат:

$$\overline{F}_c = \frac{3 \cdot EJ}{l^3} \cdot r = k_1 \cdot r \qquad (4.40)$$

где EJ - жесткость на изгиб бурильных труб, кН*м^2;
l – длина участка бурильной колонны, м;

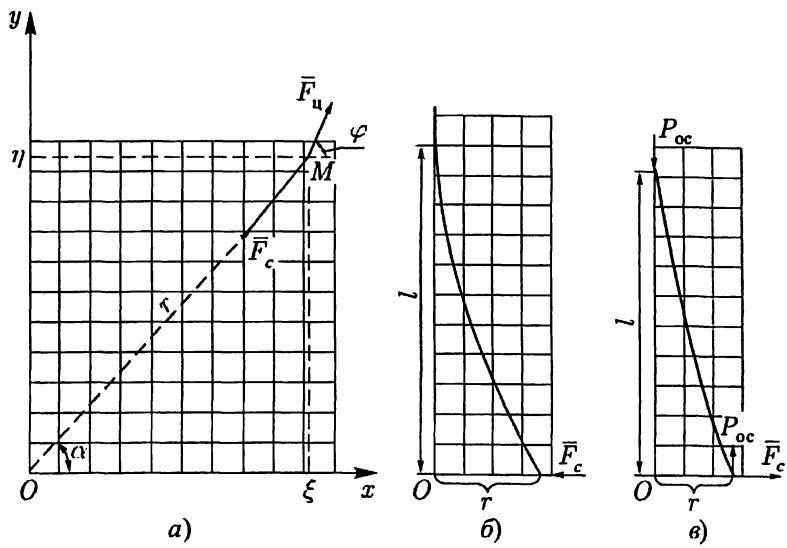


Рис. 4.54. Расчетные схемы: а - совпадение оси низа бурильной колонны с осью скважины; б - для расчета силы $\overline{F_c}$ без осевой нагрузки; с - для расчета $\overline{F_c}$ с осевой нагрузкой

б) в любом верхнем сечении бурильная колонна зажата, где приложена осевая нагрузка $P_{ос}$.

$$P_{ос} \cdot r = \overline{F}_c \cdot l \qquad (4.41)$$

откуда

$$\overline{F}_c = \frac{P_{ос}}{l} \cdot r = k_1 \cdot r \qquad (4.42)$$

Таким образом, в обоих случаях центральная сила пропорциональна смещению центра долота и может иметь разный знак, т. е. $Fc = \pm k_1 \cdot r$.

Циклическая сила возникает из-за различной высоты зубьев шарошек, диаметра шарошек, сил трения между шарошками и цапфами и других причин, связанных с кон-

струкцией долота, и имеет угловую скорость ω, равную угловой скорости вращения долота. Тогда уравнение движения центра долота под действием центральной и циклической силы в проекциях на оси X–Y запишется в следующем виде (см. рис. 4.55):

$$\begin{aligned} m\cdot\frac{d^2\xi}{dt^2} &= -\overline{F}_c\cdot\cos\alpha+\overline{F}_ц\cdot\cos\varphi \\ m\cdot\frac{d^2\eta}{dt^2} &= -\overline{F}_c\cdot\sin\alpha+\overline{F}_ц\sin\varphi \end{aligned} \qquad (4.43)$$

где m - приведенная масса системы;
ξ - текущая координата относительно оси X;
η - текущая координата относительно оси Y.

Подставляя в уравнение (4.43):

$$\overline{F}_c = k_1\cdot r\ ;\ \varphi=\omega\cdot t+\varphi_0\ ;\ \cos\alpha=\frac{\xi}{r}\ ;\ \sin\alpha=\frac{\eta}{r}$$

получим:

$$\begin{aligned} m\frac{d^2\xi}{dt^2} &= -k_1\cdot r\frac{\xi}{r}+\overline{F}_ц\cdot\cos(\omega\cdot t+\varphi_0) \\ m\frac{d^2\eta}{dt^2} &= -k_1\cdot r\frac{\eta}{r}+\overline{F}_ц\cdot\sin(\omega\cdot t+\varphi_0) \end{aligned}, \qquad (4.44)$$

где φ_0 - начальный угол поворота долота.

Проведя ряд преобразований, имеем:

$$\frac{d^2\xi}{dt^2}+\frac{k_1}{m}\xi=\frac{\overline{F}_ц}{m}\cdot\cos\left(\omega\cdot t+\varphi_0\right);\ \frac{d^2\eta}{dt^2}+\frac{k_1}{m}\eta=\frac{\overline{F}_ц}{m}\cdot\sin\left(\omega\cdot t+\varphi_0\right). \qquad (4.45)$$

Без ограничения общих приведенных выше рассуждений принимаем $\varphi_0 = 0$.

При решении системы (4.45) в зависимости от знака перед коэффициентом k_1 имеем два случая движения центра долота в координатах ξ и η.

Рассмотрим случай, когда $k_1 > 0$.

$$\begin{aligned} \xi &= \frac{\overline{F}_ц}{k_1-m\cdot\omega^2}\cdot\left[\cos\omega\cdot t-\cos\left(\sqrt{\frac{k_1}{m\cdot\omega^2}}\cdot\omega\cdot t\right)\right] \\ \eta &= \frac{\overline{F}_ц}{k_1-m\cdot\omega^2}\cdot\left[\sin\omega\cdot t-\frac{1}{\sqrt{\frac{k_1}{m\omega^2}}}\cdot\sin\left(\sqrt{\frac{k_1}{m\cdot\omega^2}}\cdot\omega\cdot t\right)\right] \end{aligned}. \qquad (4.46)$$

В случае, когда $k_1 < 0$:

$$\xi = \frac{\overline{F}_u}{|k_1| + m \cdot \omega^2} \cdot \left[-\cos \omega \cdot t + \cos \left(\sqrt{\frac{|k_1|}{m \cdot \omega^2}} \cdot \omega \cdot t \right) \right]; \tag{4.47}$$

$$\eta = \frac{\overline{F}_u}{|k_1| + m \cdot \omega^2} \cdot \left[-\sin \omega \cdot t + \frac{1}{\sqrt{\frac{|k_1|}{m\omega^2}}} \cdot \sin \left(\sqrt{\frac{|k_1|}{m \cdot \omega^2}} \cdot \omega \cdot t \right) \right]. \tag{4.47}$$

Для объяснения работы шарошек долота на забое рассмотрим частный случай, когда $k_1 = 0$. Тогда система (4.45) примет следующий вид:

$$\begin{aligned} \xi &= B \cdot [\cos \omega \cdot t - 1] \\ \eta &= B \cdot [\sin \omega \cdot t - \omega \cdot t] \end{aligned}, \tag{4.48}$$

где $B = \dfrac{\overline{F}_u}{k_1 - m \cdot \omega^2}$.

При построении траектории движения центра долота коэффициент B играет роль масштабного коэффициента. Траектория движения центра долота при любом B является циклоидой, поэтому для упрощения построения примем $B = 1$. Масштаб построения будет зависеть от масштаба изображения долота по отношению к циклоиде.

В принятом построении траектории движения лап долота, что каждой точке циклоиды $\xi = \xi(\omega t)$, $\eta = \eta(\omega \cdot t)$ соответствует угол поворота долота ωt. Траектория движения лап долота имеет вид, изображенный на рис. 4.55. Забой скважины разрушается шарошками неравномерно. Шарошки первой и третьей лап интенсивнее второй работают по забою. При совпадении центров долота и ствола скважины такое явление не возникнет. Таким образом, неравномерная отработка шарошек долота возможна только при вращении центра долота вокруг оси скважины. При этом возникнет возможность перекатывания шарошек по стенке скважины и образования ствола нецилиндрического сечения.

Из-за несбалансированности КНБК, естественной разбуриваемости стенок скважин (технологического зазора) и отклонения скважины от вертикали образуется ствол нецилиндрической формы. Известно, что всякое движение неизменяемой фигуры (долота) в плоскости можно рассматривать как качение подвижной кривой, жестко связанной с долотом, по неподвижной кривой (стенке скважины), представляющей собой геометрическое место мгновенных центров вращения в плоскости качения по периметру забоя. Подвижную и неподвижную кривые можно найти, если движение долота в плоскости определено, т. е. даны траектории движения минимум двух ее точек. Если во время предыдущего рейса низ инструмента хорошо отцентрировали и оси вращения КНБК и скважины совместились, тогда ствол приобретет цилиндрическую форму. При наличии технологического зазора между долотом и стенкой ствола в призабойной зоне возникают условия несимметричного распределения масс КНБК вокруг продольной оси. Недостаточная нагрузка на долото, когда трение со стенкой ствола скважины больше трения о забой, при-

водит к образованию отклоняющей силы. Под её действием ось КНБК отклоняется от оси скважины и возникает окружное дополнительное вращение.

На основе положений, разработанных Е.Пражским, В. И. Елгазиным и Ф.Д. Костромниным, представим механизм образования ствола скважины многоугольного сечения на примере однолопастного долота типа РХ, которое имеет одну режущую поверхность (рис. 4.56).

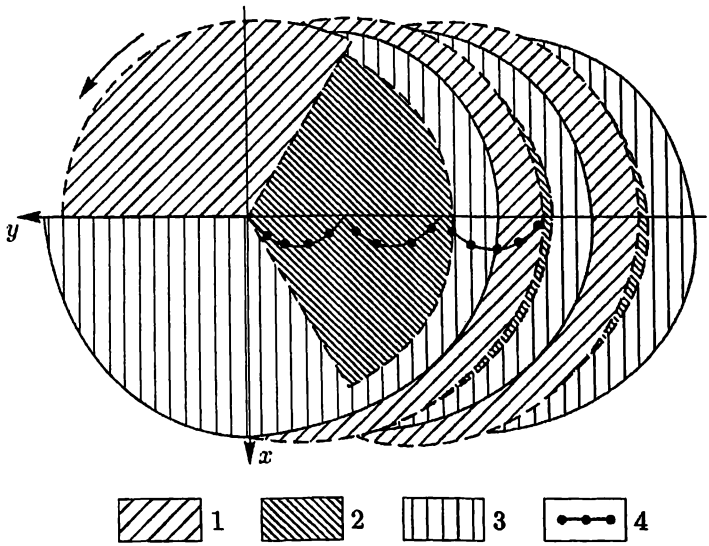


Рис. 4.55. Траектория движения лап долота. Шарошки: 1 - первая; 2 - вторая; 3 - третья; 4 – циклоида

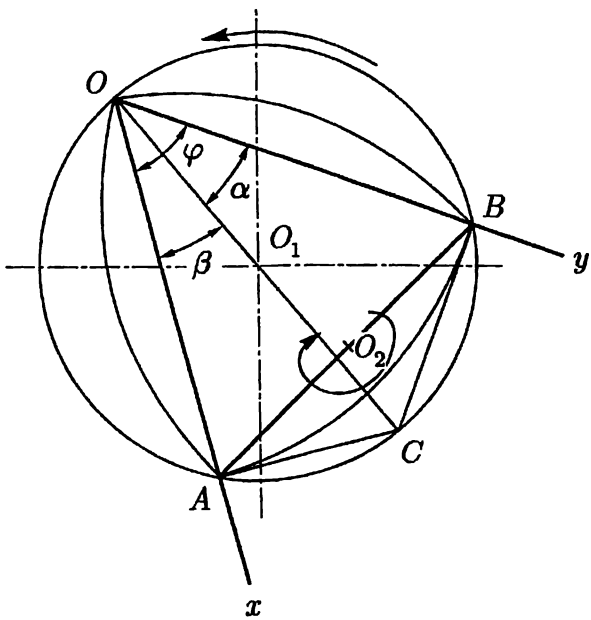


Рис. 4.56. Схема движения торца долота в цилиндрическом стволе без нагрузки (1 этап)

На первом этапе углубление не началось, но долото уже вращается (рис. 4.56). Пусть прямая АВ, торец долота типа «РХ», вращается на плоскости так, что концы А и В описывают траектории в виде кривых. Допустим, что прямая АВ вращается только вокруг точки O_1. Траектории, описываемые кривой АВ, пересекаются под углом XOY = φ. Для нахождения мгновенного центра вращения прямой АВ в различных положениях достаточно восстановить из точек А и В перпендикуляры к их траекториям. Точка пересечения С и будет мгновенным центром вращения. В четырехугольнике АОВС углы А и В - прямые, поэтому произведение диагоналей равняется сумме произведений противоположных сторон: OC·AB=AO·BC+OB·AC, но OA=OC·cosβ; OB = OC · *cosa;* BC=OC·*sin*β и AC=OC·*sin*α. Следовательно, OC·AB = $(OC)^2$ ·*cos*β ·*sin* α+ $(OC)^2$·*cosa*·*sin*β=$(OC)^2$·*sin*(α+β)=$(OC)^2$·*sin*φ, отсюда OC = AB/ *sin*φ. По условию величины φ и АВ не изменяются, поэтому и OC = *const*. Таким образом, при любом положении прямой АВ расстояние от мгновенного центра вращения до вершины угла О не изменяется, следовательно, неподвижной кривой движения будет окружность, описанная из точки О радиусом AB/2·*sin*φ.

Для нахождения подвижной кривой допустим, что прямая АВ неподвижна, а угол АОВ движется в плоскости так, что его стороны всегда проходят через точки А и В. Проводя всякий раз перпендикуляры в точках А и В к сторонам угла, можно находить мгновенные центры вращения. Для положения, изображенного на рис. 4.56, мгновенный центр будет в точке С. В точках А и В углы всегда прямые, тогда угол АСВ=180-φ= *const*. Поэтому вершина угла АСВ всегда движется по окружности диаметра ОС, являющейся неподвижной кривой обратного движения или подвижной кривой прямого движения.

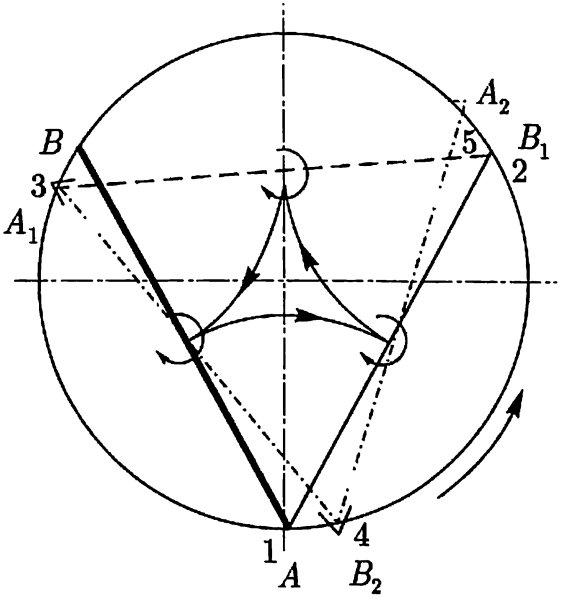


Рис. 4.57. Схема движения долота в цилиндрическом стволе с нагрузкой (2 этап): 3, 4, 5 и т. д. — точки внедрения долота в стенки скважины

В нашем случае к окружному движению добавляется вращение вокруг собственной оси, что меняет характер суммарного движения прямой АВ. При вращении вправо вокруг O_2 долото попеременно опирается на точку А или В, как бы набегая на стенку скважины и приобретая левое окружное движение. Неподвижной кривой движения будет периметр ствола скважины, подвижной — траектория по дугам, описываемым точками А и В.

На втором этапе долото нагрузили и оно внедряется в породу. Вследствие разработки ствола и наличия двух видов движения долото хаотически разрушает забой (см. рис. 4.58). Мгновенные центры вращения долота 1–2–3–4–5 и т. д. не совпадают друг с другом. Долото разрушает забой не по кругу и не по периметру многоугольника. На такое «хаотическое» разрушение затрачивается энергии больше, чем на разрушение в виде правильного n-угольного отверстия, но все же меньше, чем на формирование цилиндрического отверстия.

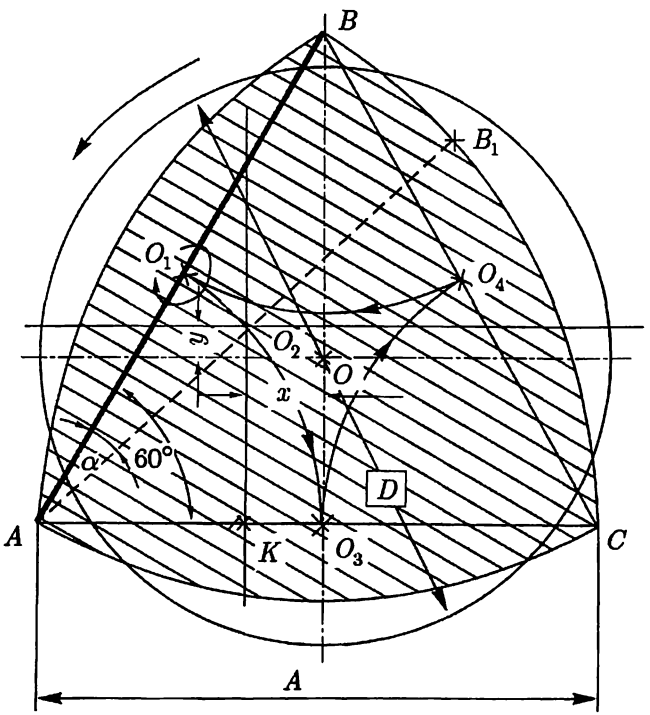


Рис. 4.58. Схема движения лопастного долота вокруг центра О

На третьем этапе долото, имея свободу движения, создает ствол профиля с наименьшей затратой энергии. При бурении плоским долотом типа «РХ» наиболее рациональным сечением является сферический треугольник. Центры вращения сходятся все ближе и ближе до совпадения, и долото начнет вращаться только в трех точках. Образовавшаяся часть забоя является копиром для последующего сечения (рис. 4.58).

Из-за окружного движения вокруг оси ствола центры вращения долота перемещаются из точки *А* в точку *В*, потом в точку *С*. Из исходного положения АВ режущая грань долота «В», имея центр вращения в точке *А*, переместится в точку *С*, описывая дугу ра-

диусом АВ и центральным углом 60°. Ось долота в свою очередь переместится в точку O_3. Затем, опираясь в точке C, режущая грань долота «А» переместится в точку B. Ось долота переместится в точку O_4 и т.д.

Таким образом, сечение ствола формируется в виде сферического треугольника. Легко заметить (см. рис. 4.58), что площадь разрушения породы при неустойчивом режиме работы КНБК значительно меньше, чем при устойчивом, потому что нет дополнительного окружного движения и цилиндрической формы ствола. Площадь забоя с треугольным сечением на 10% меньше площади забоя в виде круга диаметром, равным номинальному диаметру долота. Пока энергия для перемещения центра тяжести КНБК меньше 10%-го порога энергии, необходимой для разрушения горной породы, долото выбирает путь наименьшего сопротивления. Как только энергия, потребная для перемещения жесткого низа бурильной колонны, превысит 10%-й порог, то долото будет вращаться только вокруг своей оси и разрушать породу по всей поверхности окружности. Поэтому КНБК должна иметь максимально допустимые вес и поперечный размер, чтобы расход энергии на вывод её из равновесия стал по возможности максимальным. КНБК с большими поперечными размерами препятствует образованию многоугольного отверстия.

Перечисленные рассуждения справедливы и для трёхшарошечных долот и коронок, армированных твердыми сплавами. Геометрический центр трёхшарошечного долота перемещается по кривым, описываемым параметрическими уравнениями. Пусть сторона выбуренного треугольного отверстия будет А, центр O треугольника - начало координат, а положение АВ долота - начальное, центр долота - в точке O_1 (см. рис. 4.58).

Если повернуть долото в положение АВ', то точка O_1 переместится в точку O_2. Её координаты в зависимости от угла поворота α определяются следующим образом. Абсцисса X представляет собой отрезок, равный разности между половиной стороны А и отрезком $\overline{AK}$

$$X = \frac{A}{2} \cdot \left[1 - cos\left(60^\circ - \alpha\right)\right]. \qquad (4.49)$$

Ордината Y выражается отрезком, равным разности между отрезками $\overline{O_2K}$ и $\overline{OO_3}$

$$Y = \frac{A}{2} \cdot \left[sin\left(60^\circ - \alpha\right) - tg30^\circ\right]. \qquad (4.50)$$

Как уже отмечалось, под действием осевой нагрузки и крутящего момента долото вращается вокруг своей оси и, одновременно упираясь о стенку скважины одной гранью, поворачивается попеременно вокруг мгновенных центров вращения, причем с некоторым проскальзыванием режущих граней. Постепенно подрезаются углы сечения ствола и форма забоя по мере углубления поворачивается в пространстве, образуя винтообразный ствол, что было установлено при разбуривании блоков на стендах МГРИ и СКБ МГ СССР (рис. 4.59 и 4.60) и данными В.И. Елгазина (рис. 4.61).

При бурении гранитного блока X категории буримости 3-х шарошечными (3 В-112К) и 2-х шарошечными (112КП) долотами при 346 оборотах в минуту отмечено, что расстояние между двумя бороздами (спиралями) на стенке скважины 2-х шарошечным долотом - 60 мм, 3-х шарошечным долотом - меньше.

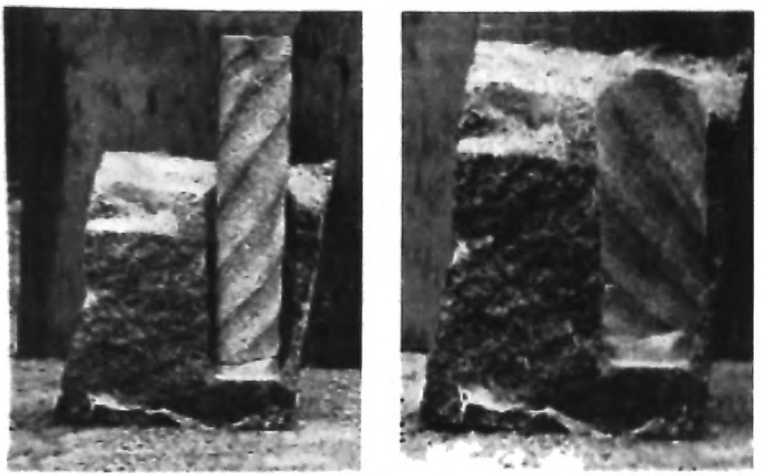


Рис. 4.59. Примеры поворачивания забоя в пространстве (стенд МГРИ): а - керн; б - стенки скважины

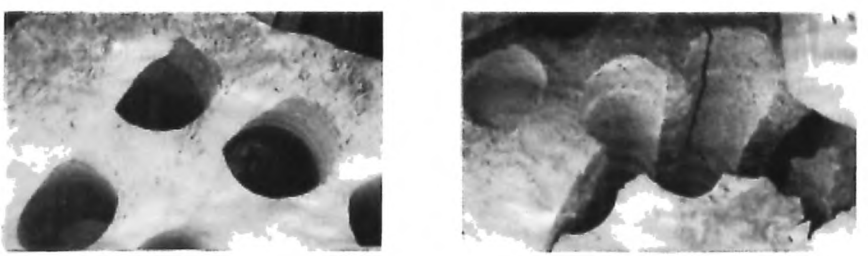


Рис. 4.60. Примеры поворачивания забоя в пространстве в стендовых условиях

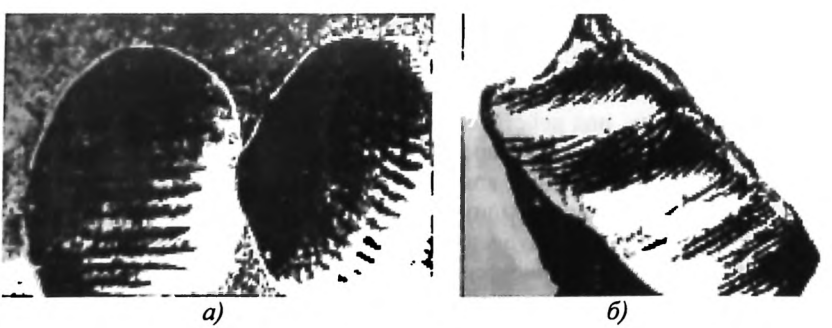


Рис. 4.61. Примеры нарезки гребней на стенке ствола скважины, полученные в стендовых условиях. а - нарезка на стенке ствола скважины долотом с тремя одновенечными шарошками; б - нарезка на стенке шурфа резцом РП-2

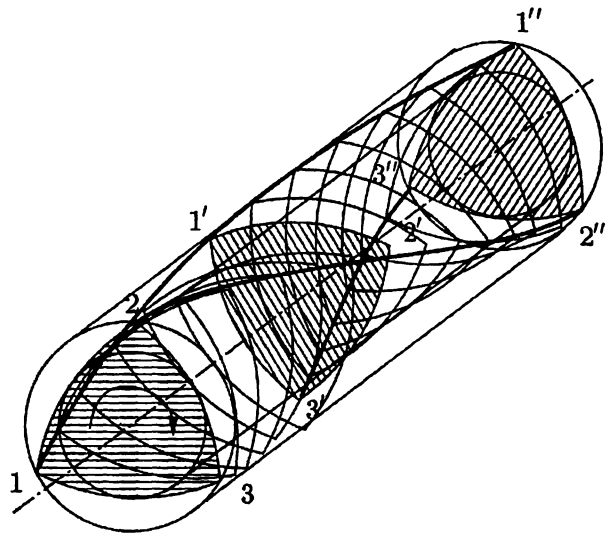


Рис. 4.62. Схема поворота сечений ствола скважины

Поворот сечения ствола скважины удачно проиллюстрирован в работе В.И. Елгазина (рис. 4.62).

Рассмотрим процесс бурения трёхшарошечным долотом, который схематично представлен в виде треугольника (рис. 4.63). При нерегулярном движении КНБК долото перемещается по стенкам с центрами вращения попеременно в точках А, С, Д и Е. Из исходного положения АВС режущие грани долота А и В с центром вращения в точке С переместятся соответственно в точки И и Д, описывая дуги радиусом АС и центральным углом 30°, ось долота - в точку 1. Грани долота А и С, опираясь в центре Д вращения, переместятся соответственно в точки Е и Т, ось долота - точку 2 и т. д. Таким образом, долото формирует ствол в виде сферического четырехугольника АИЕВДЖСГ. Трёхшарошечное долото формирует ствол тоже в виде четырехугольника, но уже не сферической, а скорее - квадратной формы. Площадь квадратного сечения будет меньше площади круглого, чем при бурении трехлопастным долотом. У трёхшарошечного долота имеется большое количество породоразрушающих элементов, поэтому на него в меньшей степени влияет нерегулярноя работа КНБК, и долото вращается в стволе более плавно, чем двух- и трёхлопастные долота. При этом сечение ствола формируется ближе к цилиндрической форме.

Геометрический центр 3-х шарошечного долота при круговом вращении перемещается по определенным кривым. Составим параметрические уравнения этих кривых. Обозначим сторону квадратного сечения буквой А. Примем центр этого квадрата О за начало координат, а положение инструмента АВС — за начальное положение. Центр инструмента расположится в точке O_1 (см. рис. 4.63).

При повороте долота в положение CA_1B_1. Точка O_1 переместится в точку O_2, координаты которой в зависимости от угла поворота α определяются следующим образом.

Абсцисса X представляет собой отрезок, равный разности между половиной стороны А и отрезком $\overline{KC}$:

$$X = \frac{A}{2} \cdot \left[1 - \frac{cos\left(30^\circ + \alpha\right)}{cos\,30^\circ} \right]. \tag{4.51}$$

Ордината Y выразится отрезком, равным разности между отрезками $\overline{OЛ}$ и $\overline{O_2K}$:

$$Y = \frac{A}{2} \cdot \left[tg30^\circ - \frac{sin\left(30^\circ + \alpha\right)}{cos\,30^\circ} \right] \tag{4.52}$$

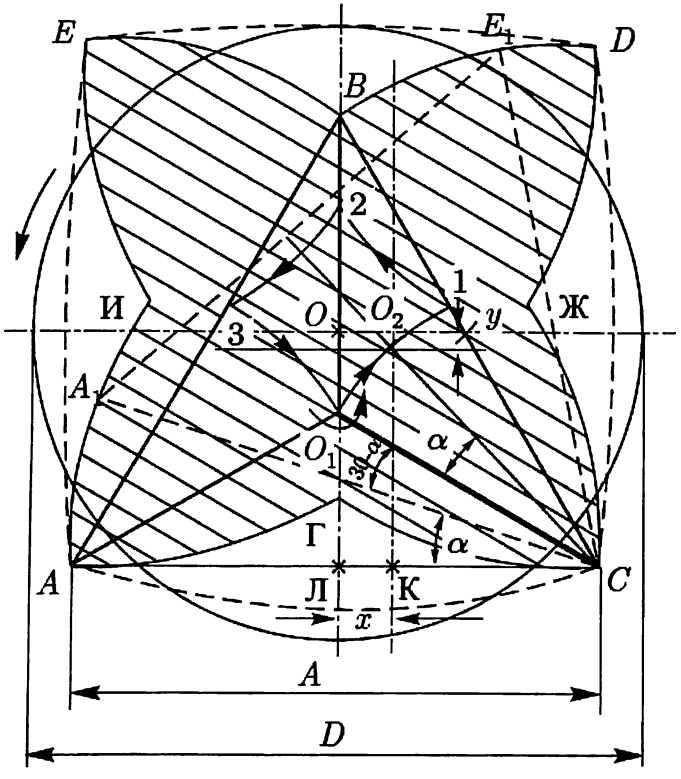


Рис. 4.63. Схема движения 3-х шарошечного долота вокруг центра О

В стволе скважины долото располагается с радиальным зазором благодаря разработке стенок скважины, порой достигающей значительных размеров, зависящей от характера проходимых пород и типа долота, поэтому ствол скважины при бурении в мягких горных породах в большей степени подвержены образованию многоугольных сечений.

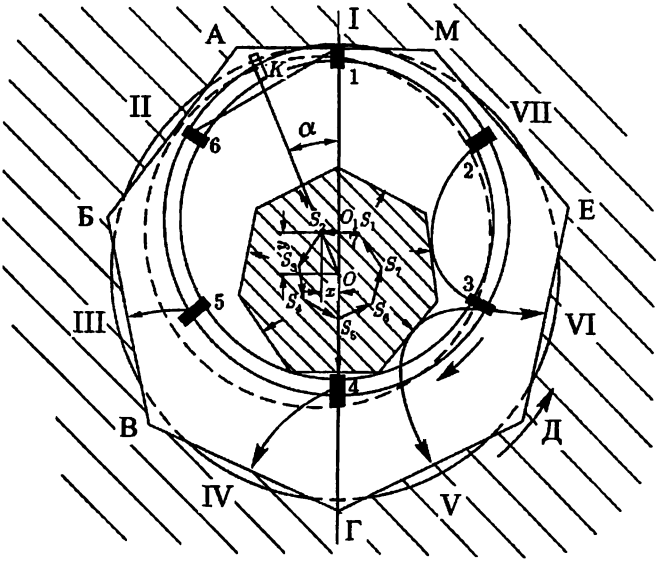


Рис. 4.64. Схема движения коронки, армированной твердыми сплавами, вокруг центра О

Работа коронки, армированной твердыми сплавами и применяемой при отборе керна в твердых горных породах, объясняет факт образования на керне спиралеобразных надрезов влиянием нерегулярной работы КНБК. При эксцентричной КНБК и недостаточной нагрузке на долото возникает окружное левое вращение вокруг керна, т. е. коронка начинает перекатываться как по стенке скважины, так и по керну (рис. 4.64). Начиная вращаться, коронка повернется вокруг резца 1, и резец 6 начнет двигаться в положение II, а остальные резцы - как на рисунке. Такое движение будет продолжаться до упора коронки на резец 6. Резец 4, передвигаясь в точку IV, на керне оставит борозду, а остальные резцы будут двигаться дальше соответственно: 2 - к VI, 3 - к V и т. д. Когда резец 5 коснется точки III, резец 3 после касания керна начнет двигаться к точке V. Коронка, вращаясь вправо вокруг своей оси и влево вокруг оси ствола, резцами будет формировать борозды на стенке скважины и на керне (см. рис. 4.64). Количество борозд должно равняться количеству резцов плюс единица, что согласуется с практикой сверления глубоких и фигурных отверстий.

Количество борозд при образовании винтообразных кернов подчиняется более сложному закону. Число заходов винта в большинстве случаев равно или кратно числу внутренних (или наружных) подрезных резцов плюс единица [39]:

1. для коронок МР-2-НП - (3n+1), где *n* - прочность, равная 1, 2, 3;
2. для коронок МР-6-16 - (2n+1), где *n* = 2, 4;
3. для коронок МВ-I - (С + 1), где С - число секторов.

Известно, что иногда в процессе спуска и при бурении инструмент зависает. Площадь многоугольного поперечного сечения ствола меньше, чем цилиндрическая, хотя и пробурены долотами одного размера, поэтому в первом случае имеются более стесненные условия для продвижения всей КНБК в целом, чем во втором.

Для формирования ствола округлой формы над долотом устанавливают калибратор.

При бурении опытной наклонной скважины № 5-Р на Марковском месторождении отмечался торцевой износ наддолотного трехлопастного калибратора (см. рис. 4.65). Подобный износ объясняется недостаточной нагрузкой на долото и трением между КНБК и стенкой ствола скважины, превышающим трение между торцом долота и забоем. При правом вращении долота создавалось дополнительное левое окружное движение вокруг оси скважины и формировалось многоугольное отверстие, например, для трёхшарошечного долота — приближенное к сферическому четырехугольнику (рис. 4.65). Отверстие, образованное долотом при несовпадении осей скважины *О* и вращения долота O_1, для наглядности изображено квадратным. Продвигаясь за долотом, наддолотный калибратор (лопасти калибратора повёрнуты относительно лап долота на 60°) разрабатывал породу по другому четырехугольному профилю и работал как дополнительное долото. Траектория движения расширителя накладывалась на траекторию движения долота, вследствие чего скважина приобрела сложную конфигурацию ствола. На рис. 4.65 эта сложная форма поперечного сечения ствола обозначена буквой С. Следовательно, торцевой износ расширителя объясняется вращением долота как вокруг собственной оси, так и вокруг оси скважины. При бурении скважины № 333 (Полазненская контора бурения, Пермская область) лопасти наддолотного калибратора устанавливали строго против лап долота. Износ лопастей расширителя наблюдался лишь по боковым поверхностям, т. е. калибратор, копируя поступательное и вращательное движение долота, выполнял свою функцию — калибровал готовый ствол сква-

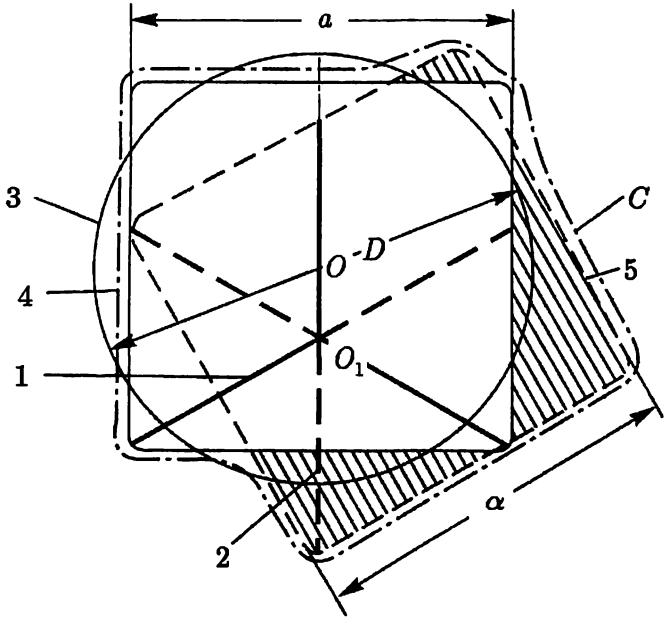


Рис. 4.65. Схема разработки забоя скважины системой долото-калибратор: 1 - трёхшарошечное долото; 2 - трехлопастной расширитель; 3 - разработка породы при вращении долота вокруг центра О; 4 - разработка породы при вращении долота вокруг центров O_1 и О; 5 - разработка породы при вращении калибратора вокруг центров O_1 и О; С - суммарная площадь разработки

жины. За два долбления пройдено 158.5 м (246.5 – 405 м) без торцевого износа расширителя. Когда лопасти расширителя устанавливались по отношению к лапам долот произвольно, то наблюдался в основном торцевой износ лопастей, характер которого определялся углом разворота лопастей относительно шарошек долота.

При бурении скважин в различных горно-геологических условиях фиксируются сужения ствола не только в интервалах залегания пористых горных пород, способствующих образованию глинистой корки на стенке ствола скважины, но и в устойчивых непроницаемых горных породах (рис. 4.66).

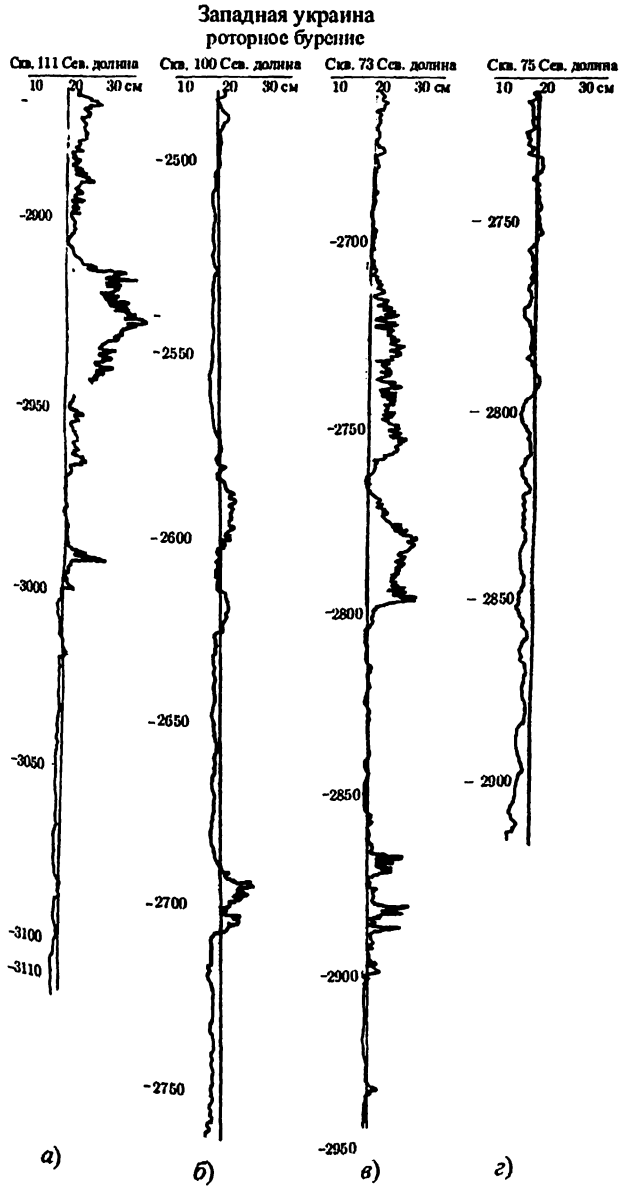


Рис. 4.66. Кавернограммы: а и в - при бурении обычными КНБК; б - с применением квадратных УБТс одним наддолотным калибратором; г - с квадратным УБТс двумя калибраторами, устанавливаемыми в развертку

Если подойти с позиции образования стволов скважин многоугольной формы, то зачастую каверномер фиксирует поперечный размер скважины, меньше чем диаметр долота. Подобные факты не раз отмечались на практике.

Как уже указывалось, трёхшарошечное долото формирует ствол четырехугольной формы. Сторона четырехугольника меньше диаметра долота, и долото может пройти в скважину только размером А (рис. 4.67).

Так долото 2В-8С имело диаметр D = = 189 мм, в то время как размер А равен 177.7 мм. Долото было отработано в скважине .№ 643 (месторождение Долина) на глубине 2400 м. После завершения долбления измеренные диаметральные размеры долота составили: D=187 мм, размер А=175 мм. Разница в размерах в обоих случаях приблизительно сохранилась. В свою очередь размер А меньше диаметра долота D, но четырехугольное сечение ствола в пространстве имеет форму спирали, поэтому КНБК проворачивается вокруг некоторого центра (на рис. 4.65 точка О) и выполняется поступательное движение вниз.

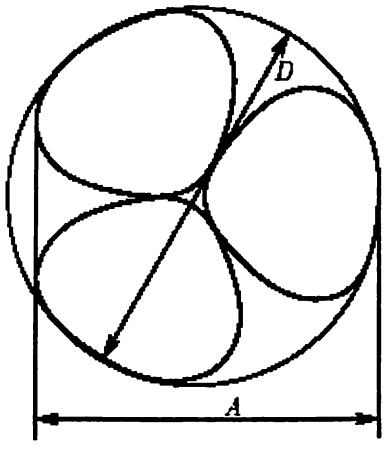


Рис. 4.67 Торцевые размеры трёхшарошечного долота

Стесненные условия образования стволов многоугольной формы являются одной из основных причин зависания КНБК как при спуске, так и непосредственно при бурении. Как уже отмечалось, при образовании стволов с многоугольным сечением разрушается меньший объем породы, чем при сечениях цилиндрической формы, формируемых долотами одной и той же конструкции и поперечного размера, что объясняет повышение в этом случае механической скорости бурения. Более высокая механическая скорость отбора спиралеобразного керна по отношению к бурению с формированием цилиндрической формы ствола была установлена в стендовых условиях при разбуривании гранитных блоков.

При бурении на нефть и газ в осадочных горных породах значительно сложнее подметить увеличение механической скорости в момент образования многоугольных сечений, так как различного рода осложнения (зависания, обвалы стенок и т. д.) снижают скорость бурения. Поэтому указанный фактор является нежелательным и вопрос его использования остается пока открытым.

Из всего сказанного вытекает вывод, что выяснение влияния многоугольного сечения ствола скважины на характер работы КНБК и расположение центрирующих элементов на искривление скважин является важной задачей. Предполагается, что образование многоугольных сечений при бурении, хотя и ведет к уменьшению работы для разрушения породы, все же способствует большему искривлению стволов, так как центрировать КНБК в подобном стволе сложнее, чем в цилиндрическом стволе. Кроме того, устойчивость последнего к действию горного давления значительно выше.

В целом эта задача требует дальнейшего исследования применительно к современным техническим средствам бурения скважин, а некоторые разработанные положения уже нашли должное применение, что изложено в других разделах данной книги.

5 ПРОВОДКА И КОНТРОЛЬ ТРАЕКТОРИИ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

5.1. Система координат проектного и фактического профиля скважины

Маркшейдерской службой определяются географические (истинные) координаты ($X_Г$, $Y_Г$) устья скважины, которые являются нулевой точкой при расчёте координат профиля скважины.

Для многозабойных скважин может использоваться относительная система координат с началом отсчета в точке забуривания бокового ответвления.

Для расчета истинной глубины (координата Z) должны быть заданы:

- $Z_Р$ – альтитуда стола ротора;
- $Z_П$ – альтитуда пола буровой установки на морском основании или буровой платформе.

В зависимости от используемой системы координат и решаемых задач ось Y может быть направлена на истинный географический север, магнитный север, условный север, который совпадает с направлением координатной сетки в точке бурения.

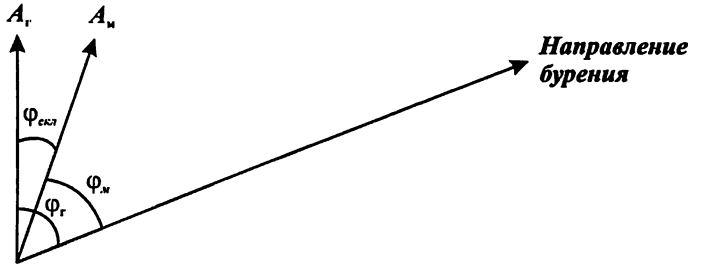
В качестве основной системы координат, в которой задается проектное положение забоя скважины, рассчитываются координаты проектного профиля, принята система координат, связанная с направлением магнитного меридиана и направлением силы земного тяготения. Это прямоугольная система координат, где ось Y является касательной к магнитному меридиану в направлении магнитного севера, ось X направлена в сторону магнитного востока, а ось Z – вертикально вниз.

При переходе истинных географических координат к условным географическим координатам учитывается угол конвергенции ($\pm\varphi_{КОН}$), а к магнитным – магнитное склонение ($\pm\varphi_{СКЛ}$). Знак (+) принимается для восточной конвергенции и магнитного склонения, а знак (-) – для западной конвергенции и магнитного склонения.

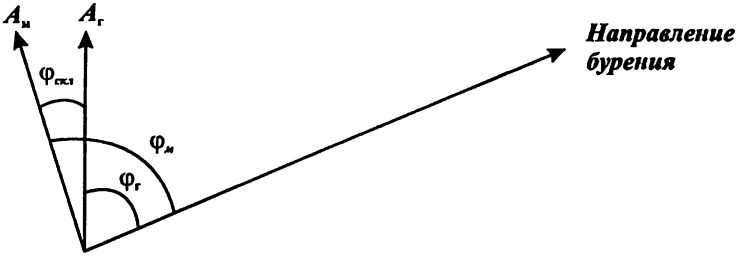
Магнитное склонение – угол между магнитным и географическим меридианами в данной точке земной поверхности.

Если северный конец магнитной стрелки отклоняется к востоку от географического меридиана, то магнитное склонение ($\varphi_{СКЛ}$) считается положительным, если к западу - отрицательным.

Примеры:
Восточное (положительное) склонение:
Географический азимут равен: $\varphi_Г = 75°$.
Восточное (положительное) склонение ($\varphi_{СКЛ}$) равно 5°.
Магнитный азимут равен: $\varphi_М = \varphi_Г - \varphi_{СКЛ} = 75° - 5° = 70°$



Западное (отрицательное) склонение:
Географический азимут ($\varphi_Г$) равен 75°.
Западное (отрицательное) склонение ($\varphi_{СКЛ}$) равно 5°.
Магнитный азимут равен: $\varphi_М = \varphi_Г + \varphi_{СКЛ} = 75° + 5° = 80°$



Если необходимо провести расчеты координат профиля скважины относительно любого заданного азимута, то используемая координатная система поворачивается на этот угол относительно направления на север. Если заданный азимут равен проектному азимуту, то при этом ось Y координатной системы совпадает с проектным азимутом профиля скважины.

5.2. Расчет фактического профиля скважины

5.2.1. Общие положения

При проводке наклонной или горизонтальной скважины траектория бурения может не совпадать с проектным профилем скважины. Основная задача технологии направленного бурения при этом заключается в оперативном расчете величины и направления отклонения фактического профиля от проектного и корректирование траектории бурения.

Помимо решения основной задачи по контролю и управлению траекторией бурения расчет пространственных координат и параметров фактического профиля необходим для исследования формы пространственно искривленного ствола скважины с целью уточнения условий работы компоновок низа бурильной колонны, механизма искривления скважины, определения условий прохождения по стволу скважины бурильных и обсадных колонн, а также для разработки мероприятий по предупреждению желобообразования и изнашивания обсадных колонн.

Технология инклинометрии ствола скважины предусматривает измерение в каждой точке зенитного угла (α) и азимута (φ) ствола, а также длину стола от устья скважины до точки измерения. Задача расчета траектории бурения состоит в том, чтобы на основании измерений рассчитать координаты точек измерения в прямоугольной системе координат, связанной с устьем скважины, с точкой забуривания бокового ствола или с другой реперной точкой. Другими словами, расчетным способом определить вертикальную глубину (Z) точки измерения, а также горизонтальные её смещения (X и Y) в направлении север-юг с положительным направлением на север, и в направлении восток-запад с положительным направлением на восток.

Проекции элементарного интервала ствола скважины на координатные оси (рис. 5.1):

$$\begin{aligned} dx &= dl \cdot \sin\alpha \cdot \sin\varphi \\ dy &= dl \cdot \sin\alpha \cdot \cos\varphi \\ dz &= dl \cdot \cos\alpha \end{aligned} \qquad (5.1)$$

Приращения координат (Δx, Δy, Δz) ствола скважины за интервал (Δl) между точками измерений определяются путем интегрирования элементарных приращений по длине интервала [35].

$$\begin{aligned} \Delta x &= \int_0^{\Delta l} \sin\alpha(l) \cdot \sin\varphi(l) dl \\ \Delta y &= \int_0^{\Delta l} \sin\alpha(l) \cdot \cos\varphi(l) dl \\ \Delta z &= \int_0^{\Delta l} \cos\alpha(l) dl \end{aligned} \qquad (5.2)$$

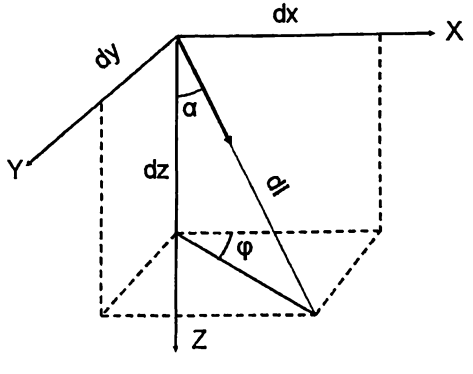


Рис. 5.1. Схема определения приращений координат

Поскольку известны значения функ-ций $\alpha(l)$ и $\varphi(l)$ только в точках измерения, то в используемых методах вычисления координат траектории бурения задается либо закономерность изменения зенитного угла и азимута,
либо геометрия самого интервала, или используются сглаженные зависимости изменения зенитного угла и азимута. Таким образом, метод расчета координат ствола скважины по данным инклинометрических измерений определяется указанными допущениями.

В простейших методах для расчета приращений координат ствола скважины используются результаты измерения зенитного угла и азимута в двух соседних точках. В более точных методах используются результаты измерений в трех и более точках, что позволяет уменьшать ошибку при построении фактического профиля ствола скважины при использовании одних и тех же измерительных средств.

5.2.2. Методы расчета координат ствола скважины

5.2.2.1. Тангенциальный метод

В данном методе в качестве исходных данных используются значения зенитного угла (α_2) и азимута (φ_2) ствола скважины, измеренные в нижней точке интервала измерения. При этом делается допущение, что зенитный угол и азимут сохраняют свои значения на всей протяженности интервала ($L_{1\text{-}2}$) между точками измерения, который, следовательно, представляется отрезком прямой линии.

Этот метод наиболее простой, но дает наибольшие по сравнению с другими известными методами расчета координат ствола скважины ошибки, поэтому его рекомендуется применять только при контроле траектории бурения с небольшой интенсивностью изменения зенитного угла и азимута.

Приращения координат вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned} \Delta x &= L_{1\text{-}2} \cdot \sin\alpha_2 \cdot \sin\varphi_2 \\ \Delta y &= L_{1\text{-}2} \cdot \sin\alpha_2 \cdot \cos\varphi_2 \\ \Delta z &= L_{1\text{-}2} \cdot \cos\alpha_2 \end{aligned}, \qquad (5.3)$$

где $L_{1\text{-}2}$ – длина интервала ствола между точками измерений, м;
α_2, φ_2 – зенитный угол и азимут в нижней точке измерения соответственно, град.

5.2.2.2. Метод усредненных углов

Исследуемый интервал ствола скважины между соседними точками измерений представляется отрезком прямой. При этом зенитный угол и азимут на протяжении данного интервала принимается равным средним арифметическим значениям соответствующих углов по концам интервала.

Приращения координат определяются по формулам:

$$\Delta x = L_{1\text{-}2} \cdot \sin\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2} \cdot \sin\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2};\ \Delta y = L_{1\text{-}2} \cdot \sin\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2} \cdot \cos\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2}$$
$$\Delta z = L_{1\text{-}2} \cdot \cos\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2} \qquad (5.4)$$

где α_1, α_2,– зенитный угол в верхней и нижней точке измерения соответственно, град.; φ_1, φ_2 – азимут в верхней и нижней точке измерения соответственно, град.

5.2.2.3. Балансный тангенциальный метод

Метод, который в некоторых источниках информации называют трапецеидальным, основывается на следующем представлении. Ствол скважины между соседними точками измерений разбивается на два участка одинаковой длины: верхний и нижний. Каждый такой участок интерполируется отрезком прямой, причем зенитный угол и азимут прямой, интерполирующей верхний участок, принимается равным соответствующим углам в верхней точке интервала измерений, аналогичные углы прямой, интерполирующей нижний участок, принимаются равными соответствующим углам в нижней точке измерений (рис. 5.2).

Таким образом, отрезки прямой верхнего и нижнего участков расположены в общем случае в разных плоскостях. Для каждого участка определяют приращение координат тангенциальным методом. Результирующие приращения находят как сумму приращений координат для верхнего и нижнего участков.

Приращения координат в соответствии с данным методом, определяют по следующим формулам.

$$\Delta x = \frac{L_{1-2}}{2} \cdot \left(\sin\alpha_1 \cdot \sin\varphi_1 + \sin\alpha_2 \cdot \sin\varphi_2\right)$$
$$\Delta y = \frac{L_{1-2}}{2} \cdot \left(\sin\alpha_1 \cdot \cos\varphi_1 + \sin\alpha_2 \cdot \cos\varphi_2\right). \qquad (5.5)$$
$$\Delta z = \frac{L_{1-2}}{2} \cdot \left(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2\right)$$

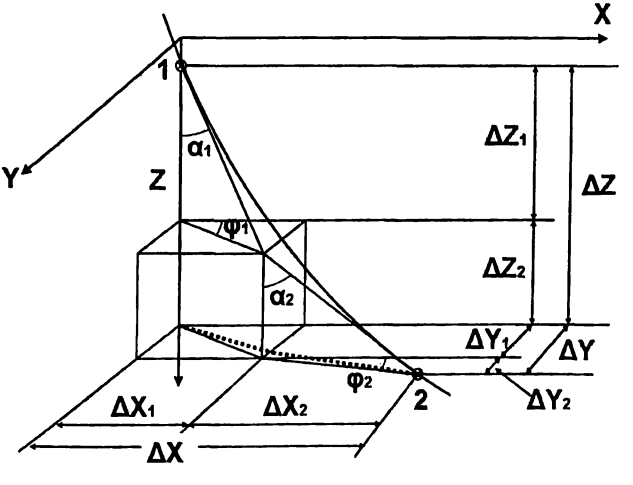


Рис. 5.2. Графическая интерпретация тангенциального метода расчёта координат ствола скважины

Балансный тангенциальный метод не может считаться более точным по сравнению с методом усредненных углов для случая, когда точки измерений достаточно близки и изменение кривизны мало. Однако, когда имеется значительное изменение кривизны ствола, а интервал между точками измерений велик, балансный тангенциальный метод может дать большую точность. Причина уменьшения ошибки – частичная компенсация ошибок, вносимых при использовании тангенциального метода для верхнего и нижнего участков.

5.2.2.4. Метод ускорения

Метод заключается в предположении, что составляющие единичного вектора, характеризующего направление в пространстве элементарного участка ствола скважины, изменяются на протяжении исследуемого участка линейно, как бы под действием постоянного ускорения, отсюда и название метода.

Формулы для определения приращений координат методом ускорения полностью идентичны формулам балансного тангенциального метода.

5.2.2.5. Метод компенсированного ускорения

Данный метод учитывает длину измерительного инструмента, который при этом предполагается абсолютно жёстким. Это уточнение имеет значение только при расчёте координат на участках ствола с большой кривизной. Так при кривизне ствола 1°/10м при длине прибора 2 м ошибка в определении зенитного угла составляет 6', а при длине прибора 4 м - 12'. При кривизне ствола 2°/10м ошибка для указанных размеров прибора 2 и 4 м составляет соответственно 12' и 24'.

5.2.2.6. Метод расчета по радиусу кривизны

Метод заключается в том, интервал ствола скважины между двумя точками измерений аппроксимируется пространственной кривой. Принимается, что проекции исследуемого участка ствола скважины между точками измерений на вертикальную и горизонтальную плоскости представляют собой дуги окружности. В каждой из плоскостей эти дуги проходят таким образом, что касательные к ним в точках, являющихся проекциями точек измерений, направлены по отношению к исходной координатной сетке под углами, равными соответственно зенитным и азимутальным углам в этих точках (рис. 5.3).

Таким образом, участок траектории между двумя точками измерений характеризуется двумя параметрами: радиусом ($R_В$) проекции траектории на вертикальную плоскость (дуга окружности) и радиусом кривизны ($R_Г$) проекции траектории на горизонтальную плоскость (дуга окружности). Радиус ($R_Г$) является радиусом вертикального цилиндра, на поверхности которого находится рассматриваемый участок траектории ствола скважины.

Формулы для расчета приращений координат проекции участка измерения на вертикальную плоскость:

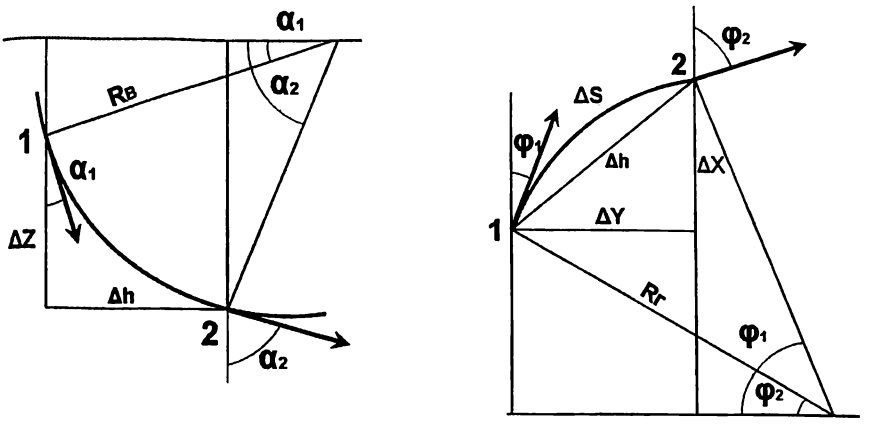


Рис. 5.3. Схема расчёта координат ствола скважины по радиусу кривизны

$$R_B = \frac{180 \cdot L_{1-2}}{\pi \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)}$$

$$\Delta Z = R_B \cdot (sin\,\alpha_2 - sin\,\alpha_1) = \frac{\Delta l \cdot (sin\,\alpha_2 - sin\,\alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1} \qquad (5.6)$$

$$\Delta h = R_B \cdot (cos\,\alpha_1 - cos\,\alpha_2) = \frac{\Delta l \cdot (cos\,\alpha_1 - cos\,\alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1}$$

При определения приращений координат проекции участка измерения на горизонтальную плоскость принимается, что длина дуги Δs окружности радиусом R_Γ равна длине стягивающей эту дугу хорды Δh. Такое допущение справедливо при небольшом изменении азимута ствола скважины на интервале измерения.

$$R_\Gamma = \frac{180 \cdot \Delta h}{\pi \cdot (\varphi_2 - \varphi_1)}$$

$$\Delta X = R_\Gamma \cdot (sin\,\varphi_2 - sin\,\varphi_1) = \frac{\Delta h \cdot (\sin\varphi_2 - sin\,\varphi_1)}{\varphi_2 - \varphi_1} \qquad (5.7)$$

$$\Delta Y = R_\Gamma \cdot (cos\,\varphi_1 - cos\,\varphi_2) = \frac{\Delta h \cdot (cos\,\varphi_1 - cos\,\varphi_2)}{\varphi_2 - \varphi_1}$$

Результирующие математические выражения для расчета приращения координат (при условии $\alpha_1 \neq \alpha_2$ и $\varphi_1 \neq \varphi_2$):

$$\Delta x = K \cdot (cos\,\alpha_1 - cos\,\alpha_2) \cdot (sin\,\varphi_2 - sin\,\varphi_1)$$

$$\Delta y = K \cdot (cos\,\alpha_1 - cos\,\alpha_2) \cdot (cos\,\varphi_1 - cos\,\varphi_2), \qquad (5.8)$$

$$\Delta z = \frac{180 \cdot L_{1-2}}{\pi \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)} \cdot (sin\,\alpha_2 - sin\,\alpha_1)$$

где: $K = \dfrac{180 \cdot L_{1-2}}{\pi \cdot (\alpha_2 - \alpha_1) \cdot (\varphi_2 - \varphi_1)}$.

5.2.2.7. Метод постоянной кривизны

Метод является модификацией метода расчета координат ствола скважины по радиусу кривизны, в котором, как уже отмечалось, предполагается приближенное равенство горизонтальной проекции интервала ствола скважины между точками измерений в виде дуги ΔS окружности и стягивающей данную окружность хорды Δh (рис. 5.3). Данное допущение справедливо при незначительном изменении азимута ствола скважины между точками измерений, что имеет место при проводке наклонного и горизонтального ствола скважины (рис. 5.3). В случае искривления вертикальной скважины изменение азимута между соседними точками измерения может быть существенным, что приведет к значительным ошибкам при расчете координат фактического профиля.

В целях исключения таких ошибок при определении приращений координат на горизонтальную плоскость следует вместо величины Δx подставить величину Δs выраженную через Δx. Соотношение между длиной дуги и стягивающей ее хордой может быть представлено в виде:

$$\Delta s = \frac{\pi \cdot \Delta h \cdot (\varphi_2 - \varphi_1)}{360 \cdot sin\left(\dfrac{\varphi_2 - \varphi_1}{2}\right)}. \qquad (5.9)$$

Подставляя полученное выражение для Δs вместо Δh в формулах (5.7) для расчета координат по методу радиуса кривизны получим выражения для приращения координат по методу постоянной кривизны.

$$\begin{aligned} \Delta X &= N \cdot (cos\,\alpha_1 - cos\,\alpha_2) \cdot (sin\,\varphi_2 - sin\,\varphi_1) \\ \Delta Y &= N \cdot (cos\,\alpha_1 - cos\,\alpha_2) \cdot (cos\,\varphi_1 - cos\,\varphi_2) \\ \Delta Z &= \frac{\pi \cdot L_{1-2}}{180 \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)} \cdot (sin\,\alpha_2 - sin\,\alpha_1) \end{aligned}, \qquad (5.10)$$

где $N = \dfrac{\pi \cdot L_{1-2}}{360 \cdot (\alpha_2 - \alpha_1) \cdot sin\dfrac{\varphi_2 - \varphi_1}{2}}$.

В обычных наклонных скважинах уточнение, вносимое данным методом, несущественно, однако при расчёте координат скважин, близких к вертикальным, где азимут от замера к замеру меняется значительно, расчёт рекомендуется вести по методу постоянной кривизны.

5.2.2.8. Метод минимума кривизны и метод кольцевых дуг

Методы дают идентичные формулы для расчёта приращений координат и являются модификацией метода расчета координат ствола скважины по радиусу кривизны.

В методе расчёта по минимуму кривизны интервал ствола скважины между точками измерений представляется в виде пространственно расположенной дуги окружности. При построении траектории ствола пространственная кривая сглаживается с использованием относительного коэффициента, величина которого зависит от кривизны исследуемого участка ствола. За счёт такого сглаживания сводится к минимуму общая кривизна дуги в пределах интервала ствола между точками измерений.

Метод кольцевых дуг по сравнению с методом радиуса кривизны обеспечивает более плавную стыковку участков траектории ствола. При этом исключаются скачкообразные изменения направления касательного вектора $\overline{V}$ в точках измерения.

Положение плоскости, в которой расположена дуга окружности, определяется известными зенитными азимутальными углами в точках измерения. Дуги расположены таким образом, чтобы касательные векторы в точках измерения были касательными к проводимым дугам.

Радиус дуги определяют из условия равенства длины дуги и ствола скважины между точками измерения. При этом каждый интервал измерения определен ориентацией наклонной плоскости, в которой расположена дуга окружности, аппроксимирующая данный интервал, и радиус кривизны последней (рис. 5.4).

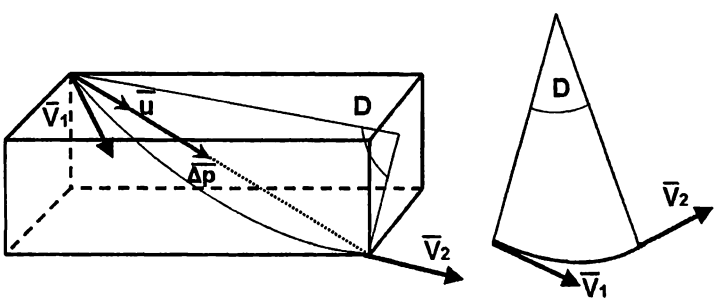


Рис. 5.4. Схема расчёта координат ствола скважины по методу кольцевых дуг

Расчётные формулы для определения приращений координат получаются следующим образом. Обозначим единичные касательные векторы в точках измерения, как $\overline{V}_1$ и $\overline{V}_2$, направляющие косинусы которых в соответствии с (5.1):

$$\cos_1\gamma_X = \sin\alpha_1 \cdot \sin\varphi_1$$
$$\cos_1\gamma_Y = \sin\alpha_1 \cdot \cos\varphi_1$$
$$\cos_1\gamma_Z = \cos\alpha_1$$
$$\cos_2\gamma_X = \sin\alpha_2 \cdot \sin\varphi_2$$
$$\cos_2\gamma_Y = \sin\alpha_2 \cdot \cos\varphi_2$$
$$\cos_2\gamma_Z = \cos\alpha_2$$

Угол D между касательными векторами $\overline{V}_1$ и $\overline{V}_2$ определяются по формуле:

$$\cos D = \cos_1 \gamma_X \cdot \cos_2 \gamma_X + \cos_1 \gamma_Y \cdot \cos_2 \gamma_Y + \cos_1 \gamma_Z \cdot \cos_2 \gamma_Z . \qquad (5.11)$$

Единичный вектор $\overline{u}$, определяющий направление хорды искомой дуги окружности или направление отрезка, соединяющего соседние точки измерения:

$$\overline{u} = \frac{\overline{V}_1 \pm \overline{V}_2}{\left|\overline{V}_1 + \overline{V}_2\right|}.$$

Длина хорды искомой дуги:

$$C = \frac{360 \cdot \Delta l \cdot \sin\frac{D}{2}}{\pi \cdot D}.$$

Модуль суммы двух единичных векторов $\overline{V}_1$ и $\overline{V}_2$, угол между которыми равен D:

$$\left|\overline{V}_1 + \overline{V}_2\right| = 2 \cdot \cos\frac{D}{2}.$$

Тогда вектор $\overline{\Delta p}$, определяющий длину и направляющие хорды дуги окружности, соединяющей обе точки измерений, или определяющий направление и величину отрезка, связывающего две соседние точки измерений, определяется по формуле:

$$\overline{\Delta p} = C \cdot \overline{u} = \Delta l \frac{360 \cdot tg\frac{D}{2}}{\pi \cdot D} \cdot \frac{\left(\overline{V}_1 + \overline{V}_2\right)}{2}. \qquad (5.12)$$

Для того, чтобы определить приращения координат, следует в формулу (5.12) вместо суммы единичных векторов $\overline{V}_1$ и $\overline{V}_2$ подставить сумму их направляющих косинусов по соответствующим осям.

Приращения координат вычисляются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \Delta X &= T \cdot \left(\sin\alpha_1 \cdot \sin\varphi_1 + \sin\alpha_2 \cdot \sin\varphi_2\right) \\ \Delta Y &= T \cdot \left(\sin\alpha_1 \cdot \cos\varphi_1 + \sin\alpha_2 \cdot \cos\varphi_2\right), \\ \Delta Z &= T \cdot \left(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2\right) \end{aligned} \qquad (5.13)$$

где $T = \dfrac{180 \cdot L_{1-2} \cdot tg\dfrac{D}{2}}{\pi \cdot D}$.

$$D = \arccos\left(\sin\alpha_1 \cdot \sin\varphi_1 \cdot \sin\alpha_2 \cdot \sin\varphi_2 + \sin\alpha_1 \cdot \cos\varphi_1 \cdot \sin\alpha_2 \cdot \cos\varphi_2 + \cos\alpha_1 \cdot \cos\alpha_2\right).$$

Метод минимума кривизны широко применяется в современной практике бурения для расчёта координат наклонно направленных и горизонтальных скважин.

5.2.2.9. Метод геликоидальных дуг

Метод основан на предположении, что участок ствола между точками измерений аппроксимируется правосторонней геликоидальной кривой (винтовой линией). В данном методе используются результаты измерений зенитного угла и азимута в трёх точках. Геликоидальные дуги проводятся таким образом, что направление касательных векторов к дугам в точках измерения совпадает с данными измерений. Для того, чтобы выделить информацию не только о локальной кривизне участка ствола, но и о кручении, требуются данные как минимум по трём точкам.

Для стыковки геликоидальных дуг соединяющих три последовательные точки измерения используются результаты измерений данных точек, начиная с первой. При этом определяют аксиальное направление и радиус цилиндра, на поверхности которого находится геликоидальная дуга. Если данные измерений в трёх точках не позволяют оценить направление оси геликса, что может быть, когда касательные векторы в этих точках компланарны или коллинеарны, для соединения средней и нижней точек используется соответственно дуга окружности или прямая линия. Для расчёта координат нижней точки измерения выбранного участка ствола из трёх точек измерения разработана итерационная формула, куда входят данные о координатах средней точки, значения зенитного угла и азимута в верхней, средней и нижней точках, а также длина ствола между точками измерений.

5.2.2.10. Метод линейного изменения параметров траектории бурения

Метод основан на предположении о линейном изменении параметров и учитывает, что на исследуемом интервале ствола скважины зенитный угол и азимут изменяются по линейному закону.

$$\begin{aligned} \alpha(l) &= \alpha_1 + k_\alpha \cdot l \\ \varphi(l) &= \varphi_1 + k_\varphi \cdot l \end{aligned}, \qquad (5.14)$$

где $k_\alpha = \dfrac{\alpha_2 - \alpha_1}{\Delta l}$; $k_\varphi = \dfrac{\varphi_2 - \varphi_1}{\Delta l}$.

Приращения координат точек измерения определяются путём подстановки $\alpha(l)$ и $\varphi(l)$ в формулы (5.2).

$$\Delta X = \int_0^{\Delta l} \sin\left(\alpha_1 + k_\alpha \cdot l\right) \cdot sin\left(\varphi_1 + k_\varphi \cdot l\right) dl. \qquad (5.15)$$

Аналогично определяются приращения координат по другим осям.

5.2.2.11. Метод сплайнов

Метод основан на использовании сплайн-интерполяции применительно к построению профиля ствола скважины на основании инклинометрических измерений. В данном методе через ряд (4-5 точек измерения) узловых точек, в которых известно значение функции, проводится интерполирующая сплайн-функция, представляющая со-

бой многочлен, обычно третьей степени. Особенность сплайн-интерполяции заключается в том, что в точках сопряжения отдельных участков существует производная функции, т.е обеспечивается гладкое их сопряжение. При этом кривизна интерполирующей кривой минимальна. После того, как определены сплайн-функции для зенитного угла и азимута, приращения координат можно находить путём численного интегрирования исходных выражений.

5.2.2.12. Квадратичный метод

В квадратичном методе в отличие от остальных методов не задаётся форма участка траектории ствола скважины между соседними точками измерений. Отсюда универсальность и большая точность данного метода, поскольку подобные допущения не всегда соответствуют фактическому профилю ствола скважины, особенно при больших интервала между точками измерений. Единственное допущение заключается в том, что ствол скважины представляет собой плавную кривую, не имеющую изломов, т.е. касательный вектор на всём протяжении интервала измерений является непрерывной функцией длины ствола.

В данном методе участок ствола между соседними точками измерений представляется кривой, для которой горизонтальные координаты X и Y полиномы второй степени вертикальной координаты Z:

$$\begin{aligned} x &= a_1 z^2 + a_2 z + a_3 \\ y &= b_1 z^2 + b_2 z + b_3 \\ z &= z \end{aligned} \qquad (5.16)$$

Система уравнений (5.16) содержит шесть неизвестных коэффициентов, которые могут быть определены по известным зенитным углам и азимутам в каждой из двух точек измерений, известной длине участка ствола между точками измерений и из приведенного выше условия о том, что касательный вектор на всём протяжении ствола является непрерывной функцией его длины. Проверка метода на модельных и реальных скважинах показала, что при средних интервалах между точками измерений 60-70 м результаты расчёта идентичны результатам, полученным методом кольцевых дуг. Но и при увеличении интервала между измерениями вплоть до 300 м результаты оказывались вполне удовлетворительными [35].

5.3. Неопределенность положения ствола скважины

При инклинометрии ствола скважины ошибки измерения различного происхождения приводят к неопределенности фактического положения ствола скважины. Типы ошибок, могут быть разделены на случайные и систематические.

Различие между результатом измерений (когда одним и тем же прибором проводят ряд измерений на фиксированной глубине) является примером случайной ошибки. В общем случае случайные ошибки устраняются при переходе от одной точки измерения к другой. Случайная составляющая погрешности измерений при прочих равных условиях значительно меньше влияет на размер области неопределённости положения точки измерения параметров ствола скважины. Влияние случайной ошибки на резуль-

таты расчётов траектории бурения снижается с увеличением числа измерений.

Систематические ошибки присутствуют при каждом измерении по мере перемещения прибора по стволу скважины. Систематические ошибки от одной точки измерения к другой накапливаются в одном направлении (положительном или отрицательном). Систематические ошибки являются основной причиной неопределённости положения расчётной траектории бурения в пространстве.

Систематические ошибки измерения возникают вследствие различных причин:

ошибка в определении глубины расположении измерительного прибора;

собственная ошибка прибора (характеристика датчиков);

магнитные помехи (магнитная интерференция - наложение на магнитное поле земли магнитных полей горной породы, элементов бурильной колонны и конструкции скважины);

ошибка, связанная с перекосом прибора относительно оси скважины;

ошибка, обусловленная деформацией и несоосным расположением измерительного прибора;

субъективная ошибка;

ошибка метода расчета координат ствола скважины;

ошибка, связанная с движением измерительного прибора в стволе скважины в процессе измерения (измерительный прибор при измерении должен находиться в покое при отсутствии вибраций).

Ошибка вследствие магнитной интерференции состоит из следующих компонент:

интерференция бурильной колонны;

влияние магнитных горных пород;

близость обсадной колонны;

влияние магнитных масс соседних скважин;

влияние дефектов диамагнитных элементов бурильной колонны и оборудования (местные магнитные включения или соединительные элементы, например замковые соединения бурильных труб из алюминия).

Свести к минимуму влияние магнитной интерференции бурильной колонны позволяет использование диамагнитных УБТ, а также забойного двигателя из диамагнитного сплава. Минимальная длина диамагнитной трубы выбирается в зависимости от проектного азимута и географического расположения скважины (географической широты) в соответствии с разработанными специальными таблицами.

Субъективные ошибки (человеческий фактор) возникают, в основном, при использовании инклинометров с цифровой шкалой, фотоинклинометров, а также при интерпретации результатов измерений.

Ошибки, возникающие при расчете положения ствола скважины, зависят от точности выбранного метода расчета его координат.

Когда указанные ошибки учитываются, то результатом расчета координат ствола является некоторая область в пространстве, в которой вероятно располагается ось ствола скважины. Проекция области вероятного положения точки оси ствола скважины представляет собой фигуру в виде овала. В большинстве случаев расчетное положение оси ствола, определенное на основании измерений, находится внутри этой области, называемой эллипсом неопределённости.

Эллипсы неопределенности были впервые предложены для описания неопределенности положения ствола скважины. Эллипсы проектировались в двухмерном изображении в горизонтальной плоскости, наносились на горизонтальную проекцию стволов скважины, чтобы определить взаимное положение областей неопределенности между соседними скважинами.

Известно несколько моделей неопределенности, которые учитывают ошибки инструментальных измерений. Модели отличаются методами, которые используются для учета ошибок.

В настоящее время используются следующие модели неопределенности:

простой конус;
модель фирмы Шелл;
модель Вольфа и де Вардта;
топографическая модель (TERM).

Простой конус - это простейшая модель неопределенности, которая используется в случаях, когда неизвестны параметры инструментальных ошибок. Простая конусная модель состоит из расширяющейся секции усеченного конуса с некоторым начальным радиусом на устье скважины. Данная модель приближенно учитывает ошибки измерений путем построения конусного объема в пространстве, в котором, как считается, расположен ствол скважины. Основание конуса увеличивается с длиной ствола скважины.

Каждая конусная секция может иметь различную интенсивность расширения. Так как данная модель неопределенности является наиболее простой, она легко рассчитывается и используется исходя из имеющегося производственного опыта.

Модель простого конуса зависит от интенсивности расширения конуса и измеренной длины ствола скважины, без учета влияния зенитного угла и азимута ствола скважины, а также влияния типа измерительного инструмента на величину интенсивности расширения конуса.

Модель фирмы Шелл при построении конуса неопределенности учитывает изменения зенитного угла ствола с глубиной, однако для компенсации азимутального искривления вводятся завышенные значения зенитного угла.

Модель Вольфа и де Вардта основана на оценке влияния каждого типа систематической ошибки для данного типа измерительного инструмента. В соответствии с данным подходом каждое измерение характеризуется терминами «хорошее» или «плохое». Хорошее измерение характеризуется отсутствием существенных отклонений и более или менее соответствует измерениям, проведенным при других спусках измерительного инструмента. В противном случае (при существенном отклонении) измерение является «плохим», что имеет место при экстремальном магнитном влиянии элементов бурильной колонны, неправильном расчете магнитного склонения или плохой калибровке измерительного инструмента.

Выбирая «хорошее» или «плохое» измерение можно определить интенсивность роста трёхразмерного эллипса неопределенности и рассчитать положение неопределенности ствола скважины.

Данный метод и сходные с ним методы, основанные на использовании источников систематических ошибок, стали общепринятыми методами нахождения ошибок.

Трёхразмерный эллипсоид определяется размерами по трем осям:

вдоль оси ствола скважины;
поперечной осью;
перпендикулярно к оси ствола скважины.

Ось, совпадающая с осью скважины, характеризует положение неопределенности ствола скважины связанное с относительной ошибкой определения длины ствола. Поперечная (большая) ось – влияние систематической ошибки определения азимута ствола (магнитная интерференция, паспортная ошибка, перекос измерительного инструмента в скважине). Ось (малая), перпендикулярная к оси скважины, учитывает влияние систематической ошибки на величину зенитного угла ствола скважины (деформация и перекос измерительного инструмента в скважине).

Топографическая модель является развитием модели Вольфа и де Варда и состоит из матрицы, которая определяет ожидаемые параметры неопределенности для отдельных измерительных инструментов и технических условий.

Матрица представляет трехмерную поверхность ошибок, имеющую азимут, зенитный угол и смещение ошибок по осям, которая обеспечивает их вывод с помощью программного обеспечения по длине ствола скважины.

Таким образом, при разработке модели неопределенности положения оси скважины для конкретных технических и технологических условий бурения за основу целесообразно принять результаты исследований Вольфа и де Варда, которая наиболее полно отражает влияние комплекса систематических ошибок на параметры неопределенности.

Точность определения пространственного положения оси скважины зависит от ряда факторов, среди которых определяющими являются тип используемого измерительного инструмента и его положение в скважине с учетом изменения зенитного угла и азимута.

В мировой практике бурения приняты следующие значения погрешности измерения в зависимости от типа измерительного инструмента (табл. 5.2). Данные, приведенные в табл. 5.2, используются при расчете неопределенности положения оси скважины в программном обеспечении.

ТАБЛИЦА 5.2
ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА РАЗМЕРОВ ОБЛАСТИ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ

Зенитный угол, град	Тип измерительного устройства	Погрешность измерения зенитного угла, град.	Погрешность измерения азимута, град.
<5	Магнитные инклинометры	±0.25	±5.0
	Телесистемы с проводным каналом	±0.25	±5.0
	Телесистемы с гидравлическим каналом связи	±0.25	±5.0
	Гироскопические инклинометры	±0.25	±5.0
>5	Магнитные инклинометры	±0.20	±2.0
	Телесистемы с проводным каналом	±0.15	±1.50
	Телесистемы с гидравлическим каналом связи	±0.10	±1.25
	Гироскопические инклинометры	±0.10	±1.25

Положение любой точки оси скважины определяется кругом неопределенности, радиус которого определяется по формуле:

$$R = \sqrt{(X - X_и)^2 + (Y - Y_и)^2 + (Z - Z_и)^2} \qquad (5.17)$$

где X, Y, Z и $X_и$, $Y_и$, $Z_и$ – расчетные координаты и координаты точек оси скважины, вычисленные с учетом добавления систематической положительной ошибки соответственно, м (табл. 5.2).

Кроме того, принимается во внимание ошибка в определении длины ствола скважины, которая составляет от ±1/500 до ±1/1000 длины бурильной колонны. Таким образом, любая точка оси ствола находится внутри пространства, ограниченного эллипсоидом неопределенности.

Параметры неопределенности положения точек оси ствола скважины учитываются при расчете расстояния между осями стволов скважин в кусте, определении положения забоя скважины относительно круга допуска и корректирования траектории бурения.

При проектировании многоствольной скважины и боковых стволов точка ответвления от основного ствола принимается в центре круга неопределенности на проектной глубине забуривания.

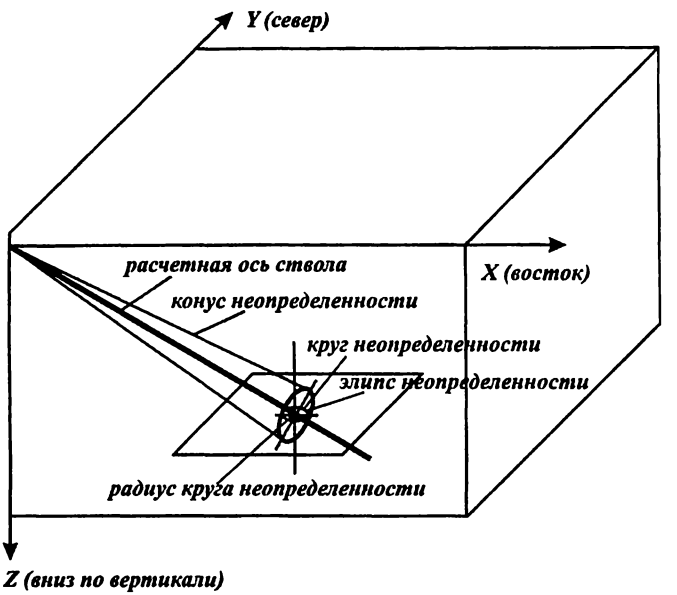


Рис. 5.5. Круг и эллипс неопределенности положения оси ствола скважины

5.4. Допустимые проектные отклонения ствола скважины

В процессе проводки тангенциальных и искривленных участков наклонной скважины в результате влияния геологических, технических и технологических факторов фактическая траектория бурения отклоняется от проектного профиля.

Различают общее отклонение ствола скважины и его локальные искривления.

Общее отклонение ствола скважины характеризует точность её проводки и численно равно разнице между координатами фактического и проектного профиля наклонной скважины в пространстве или в горизонтальной плоскости. При этом кривизна траектории бурения может существенно не отличается от запланированной, однако на достаточно большом интервале бурения ствол скважины может выйти за пределы текущего круга допуска.

В процессе проводки наклонной скважины производят измерения геометрических параметров траектории бурения (зенитный угол, азимут), с использованием которых рассчитывают общее отклонение ствола скважины от проектного профиля в каждой точке измерения. Общее искривление является одним из основных показателей качест-

ва строительства наклонной скважины, поэтому оно жестко регламентируется и контролируется на всех этапах проводки скважины.

Допустимое проектное отклонение устанавливается в виде круга радиусом ($R_П$), равным максимальному допустимому отклонению оси ствола от запланированной точки вскрытия или пересечения кровли продуктивного пласта. Допустимые проектные отклонения точки вскрытия продуктивного пласта устанавливается геологической и добывающей службами нефтяной компании.

Круг допуска с указанием координат центра круга, заданного зенитного угла и азимута вскрытия продуктивного пласта наносятся на горизонтальную и вертикальную проекции проектного профиля (рис. 5.6).

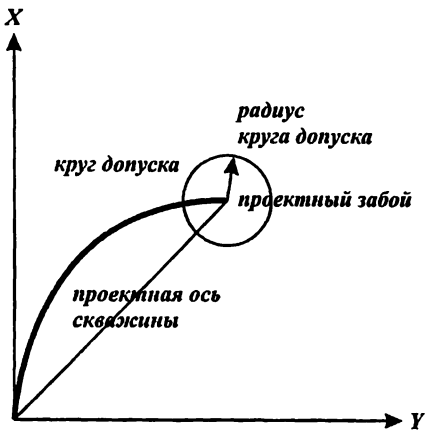


Рис. 5.6. Круг допуска точки вскрытия пласта стволом скважины

Для горизонтального ствола допустимые вертикальные (h_1, h_2) и горизонтальные (a_1, a_2) отклонения устанавливаются по длине с заданием координат (X, Y, Z), а также значений зенитного угла ($\alpha_{ВХ}$) и проектного азимута $\varphi_{ПР}$ в начальной точке горизонтального ствола (рис. 5.7).

На основании установленного круга допуска для каждой точки оси направляющей части ствола определяется текущий радиус ($R_Т$) круга допуска:

$$R_т = \frac{l_т}{l_п} \cdot R_п \qquad (5.18)$$

где $l_Т$ – текущая длина оси ствола, м;
$l_П$– проектная длина оси ствола, м;
$R_П$– проектный радиус круга допуска, м

Для горизонтального ствола при ограничении области допустимых отклонений оси ствола усеченной круговой конической поверхностью текущий радиус ($R_т$) круга допуска определяется из выражения:

$$R_T^r = R_1^r + \frac{l_T}{l_n} \cdot \left(R_{n2}^r - R_{n1}^r\right) \tag{5.19}$$

где R_T^r - текущий радиус круга допуска горизонтального участка, м;

R_{n1}^r - проектный радиус круга допуска в начале горизонтального участка, м;

R_{n2}^r - проектный радиус круга допуска в конце горизонтального участка, м.

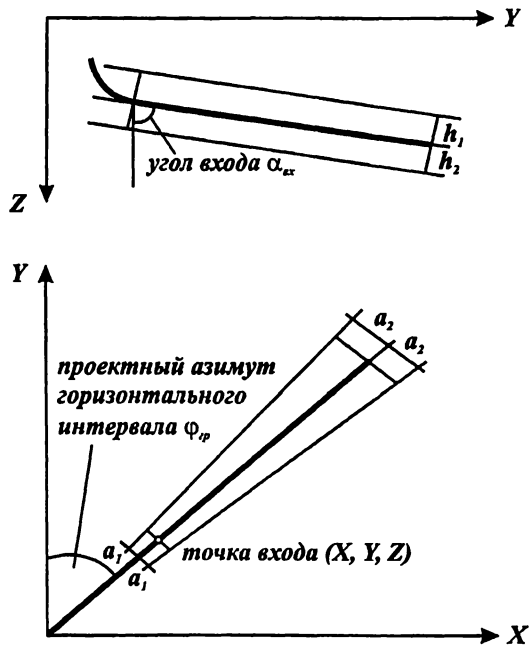


Рис. 5.7. Допустимые отклонения горизонтального ствола

Суммарное отклонение ствола скважины от проектного профиля в горизонтальной плоскости на глубине текущего забоя $Z_{ф,}$ определяется по формуле:

$$r_ф = \sqrt{\left(У_{пр} - У_ф\right)^2 + \left(X_{пр} - X_ф\right)^2} \tag{5.20}$$

где $У_ф$, $X_ф$ – текущие координаты фактического профиля ствола, м;

$У_{пр}$, $X_{пр}$ – координаты проектного профиля ствола, соответствующие текущей координате $Z_{ф,}$ м.

Для определения положения фактического забоя по отношению к центру текущего круга допуска необходимо определить параметр C_1 эллипса неопределенности положения ствола скважины в данной точке измерения.

$$C_1 = \frac{r_T^2 \cdot \cos\alpha \sqrt{\dfrac{1}{\operatorname{tg}^2 \Delta\varphi_n \cdot r_T^2 \cdot \cos^2 \Delta\alpha + r_T^2}}}{\cos \Delta\varphi_n} \qquad (5.21)$$

где $r_T = \sqrt{(X - X_И)^2 + (Y - Y_И)^2}$, м;

r_T - радиус круга неопределенности, м;

X, Y – расчетные координаты точек фактической траектории ствола скважины, м;

$X_И$, $Y_И$ – расчетные координаты точек фактической траектории ствола скважины, вычисленные с учетом систематической, положительной ошибки измерительных приборов, м (табл. 5.2);

α - зенитный угол ствола скважины, град.;

Δα - разница между проектным и фактическим зенитными углами, град.;

Δφ - разница между проектным и фактическим азимутами, град.

Если отклонение текущего забоя ствола скважины от проектного круга допуска $r_ф \geq R_п + C_1$, то фактический текущий забой находится за пределами текущего круга допуска с радиусом $R_П$. В этом случае обязательно корректирование направления бурения ствола скважины.

Если $r_ф \leq R_П - C_1$, то текущий забой находится в пределах текущего круга допуска.

При $R_П - C_1 < r_Ф < R_П + C_1$ фактический забой находится внутри или за пределами текущего круга допуска с различной вероятностью.

Кратчайшее расстояние (*K*) от забоя (*A*) скважины до интервала проектного профиля или соседней скважины (точка *E*) с известными координатами по концам определяется по формуле (рис. 5.8).

$$K = \sqrt{\frac{\begin{vmatrix} x_A - x_1 & y_A - y_1 \\ h & m \end{vmatrix}^2 + \begin{vmatrix} y_A - y_1 & z_A - z_1 \\ m & n \end{vmatrix}^2 + \begin{vmatrix} z_0 - z_1 & x_A - x_1 \\ n & h \end{vmatrix}^2}{h^2 + m^2 + n^2}} \qquad (5.22)$$

где $h = \dfrac{x_2 - x_1}{d}$; $m = \dfrac{y_2 - y_1}{d}$; $n = \dfrac{z_2 - z_1}{d}$; $d = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2 + (z_2 - z_1)^2}$

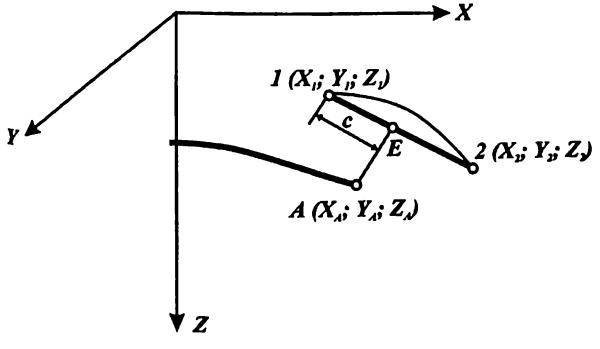


Рис. 5.8. Схема расчёта кратчайшего расстояния между забоем (т. А) скважины и интервалом (1-2) проектного профиля или стволом соседней скважины

Расстояние (C) от точки 1 (X_1; Y_1; Z_1) до точки (Е):

$$c = \sqrt{\left[(x_д - x_1)^2 + (y_д - y_1)^2 + (z_д - z_1)^2\right] - K^2} \qquad (5.23)$$

Если выбранный интервал (1-2) проектного профиля или соседней скважины является дугой, то найденное по формуле (5.22) значение будет являться расстоянием до хорды дуги, координаты которой по концам совпадают с координатами выбранного интервала профиля (скважины).

5.5. Контроль и прогнозирование траектории бурения

Контроль проводки ствола наклонной или горизонтальной скважины основан на решении следующих взаимосвязанных задач:

- расчёт координат ствола скважины в точках измерения;
- расчёт неопределённости положения ствола скважины;
- оценка степени отклонения траектории бурения от проектного профиля;
- построение прогнозной траектории бурения;
- выбор и расчёт профиля интервала корректирования направления бурения.

Для оценки соответствия траектории бурения проектному профилю необходимо оценить положение забоя скважины по отношению к текущему и конечному кругу допуска (рис. 5.9).

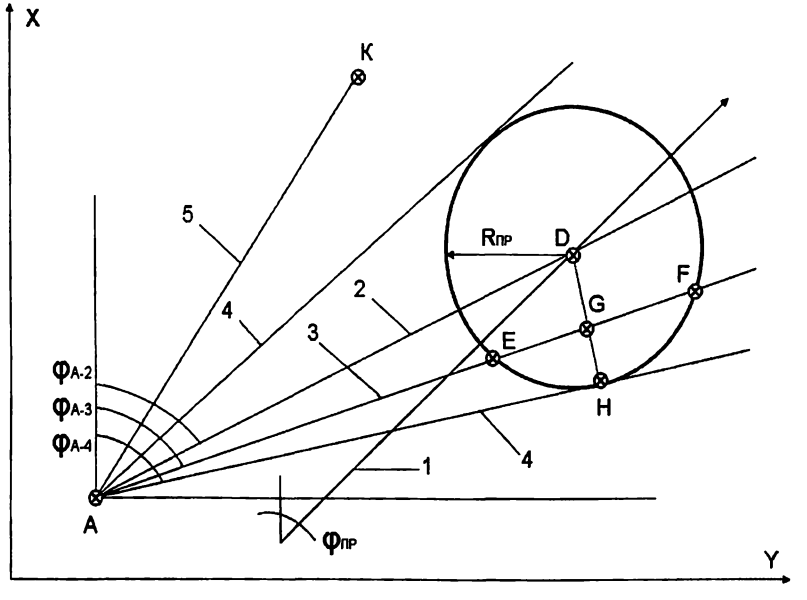


Рис. 5.9. Схема расчёта курсовых зенитных и азимутальных углов.
1–проектное направление бурение; 2–направление на центр круга допуска; 3-направление бурения, пересекающее круг допуска по хорде; 4–направление бурения, касательное к кругу допуска; 5–направление бурения мимо круга допуска.

Исходными данными для решения поставленной задачи являются следующие параметры:

X_A; $У_A$; Z_A – координаты забоя ствола скважины, м;

X_D; $У_D$; Z_D – координаты центра круга допуска, м;

$R_{ПР}$ – радиус круга допуска, м;

$\varphi_{ПР}$ – проектный азимут, град.;

α_A – зенитный угол на забое, град.;

φ_A – азимут на забое, град.;

$\varphi_{A\text{-}Л}$ – азимут на левый край круга допуска, град.;

$\varphi_{A\text{-}Ц}$ – азимут на центр круга допуска, град.;

$\varphi_{A\text{-}П}$ – азимут на правый край круга допуска, град.;

$\alpha_{A\text{-}Б}$ – зенитный угол на ближний край круга допуска, град.;

$\alpha_{A\text{-}Ц}$ – зенитный угол на центр круга допуска, град.;

$\alpha_{A\text{-}Д}$ – зенитный угол на дальний край круга допуска, град.;

ΔS – расстояние между забоем скважины и центром круга допуска, м;

$S_{A\text{-}D}$ – расстояние между горизонтальной проекцией забоя и центром круга допуска, м;

$S_{A\text{-}G}$ – расстояние от горизонтальной проекции забоя до центра хорды круга допуска в азимуте забоя (при $\varphi_{A\text{-}Л} > \varphi_A > \varphi_{A\text{-}П}$), м;

$S_{A\text{-}E}$ – расстояние от горизонтальной проекции забоя до ближайшего края круга допуска в азимуте забоя (при $\varphi_{A\text{-}Л} > \varphi_A > \varphi_{A\text{-}П}$), м;

$S_{A\text{-}F}$ – расстояние от горизонтальной проекции забоя до дальнего края круга допуска в азимуте забоя (при $\varphi_{A\text{-}Л} > \varphi_A > \varphi_{A\text{-}П}$), м;

$S_{A\text{-}H}$ – расстояние от горизонтальной проекции забоя до точки касания с кругом допуска, м.

Расстояние (ΔS) между забоем скважины и центром круга допуска:

$$\Delta S = \sqrt{(X_A - X_D)^2 + (У_A - У_D)^2 + (Z_A - Z_D)^2} \qquad (5.24)$$

Расстояние ($S_{A\text{-}D}$) между горизонтальной проекцией забоя A и центром D круга допуска по горизонтали:

$$S_{A\text{-}D} = \sqrt{(X_A - X_D)^2 + (У_A - У_D)^2} \qquad (5.25)$$

Азимут ($\varphi_{A\text{-}D}$)- на центр круга допуска:

$$\varphi_{A\text{-}D} = \varphi_A + arctg\frac{-(X_D - X_A)\cdot sin\varphi_A + (Y_D - Y_A)\cdot cos\varphi_A}{(X_D - X_A)\cdot cos\varphi_A + (Y_D - Y_A)\cdot sin\varphi_A} \qquad (5.26)$$

Зенитный угол ($\alpha_{A\text{-}Ц}$) на центр круга допуска:

$$\alpha_{A\text{-}Ц} = arctg\frac{S_{A\text{-}D}}{Z_D - Z_A}. \qquad (5.27)$$

Предельные значения азимута на левый и правый край круга допуска определяются по следующим формулам.

Азимут ($\varphi_{A\text{-}Л}$) на левый край круга допуска:

$$\varphi_{A-Л} = \varphi_{A-D} - arcsin\frac{R_{ПР}}{S_{A-D}}. \quad (5.28)$$

Азимут ($\varphi_{A-П}$) на правый край круга допуска:

$$\varphi_{A-П} = \varphi_{A-D} + arcsin\frac{R_{ПР}}{S_{A-D}}. \quad (5.29)$$

Зенитный угол ($\alpha_{A-Б}$) на ближайший край круга допуска:

$$\alpha_{A-Б} = arctg\frac{S_{A-D} - R_{ПР}}{Z_D - Z_A}. \quad (5.30)$$

Зенитный угол ($\alpha_{A-Д}$) на дальний край круга допуска:

$$\alpha_{A-Д} = arctg\frac{S_{A-D} + R_{ПР}}{Z_D - Z_A}. \quad (5.31)$$

Если апсидальная плоскость фактического ствола не совпадает с проектной апсидальной плоскостью и пересекает круг допуска по хорде ($\varphi_{A-П} > \varphi_A > \varphi_{A-Л}$), то разница в азимутах на центр круга и азимутом на забое: $\varphi_{A-Ц} - \varphi_A = \Delta\varphi_1$.

Расстояние (S_{A-G}) от горизонтальной проекции забоя до центра хорды круга допуска в азимуте забоя:

$$S_{A-G} = S_{A-D} \cdot cos\left(\varphi_{A-D} - \varphi_A\right). \quad (5.32)$$

Расстояние (S_{A-E}) от горизонтальной проекции забоя до ближайшего края круга допуска в азимуте забоя:

$$S_{A-E} = S_{A-G} - \sqrt{R^2_{ПР} - S^2_{A-D} \cdot sin^2\left(\varphi_A - \varphi_{A-D}\right)}. \quad (5.33)$$

Расстояние (S_{A-F}) от горизонтальной проекции забоя до дальнего края круга допуска:

$$S_{A-F} = S_{A-G} + \sqrt{R^2_{ПР} - S^2_{A-D} \cdot sin^2\left(\varphi_A - \varphi_{A-D}\right)}. \quad (5.34)$$

Расстояние (S_{D-G}) от центра круга допуска до центра хорды:

$$S_{D-G} = \sqrt{R^2_{ПР} - \left(\frac{S_{A-F} - S_{A-E}}{2}\right)^2} \quad (5.35)$$

Зенитный угол (α_{A-G}) на центр хорды круга допуска по азимуту забоя:

$$\alpha_{A-G} = \text{arctg}\frac{S_{A-G}}{Z_D - Z_A}. \quad (5.36)$$

Зенитный угол (α_{A-E}) на ближний край круга допуска по азимуту забоя:

$$\alpha_{A-E} = \text{arctg}\frac{S_{A-E}}{Z_D - Z_A}. \quad (5.37)$$

Зенитный угол (α_{A-F}) на дальний край круга допуска по азимуту забоя:

$$\alpha_{A-F} = \text{arctg}\frac{S_{A-F}}{Z_D - Z_A}. \quad (5.38)$$

Приведенные выше формулы позволяют определять положение забоя наклонно направленной скважины по отношению к кругу допуска, и после построения прогнозной траектории бурения до глубины круга допуска принимать решение о необходимости корректирования траектории бурения. При этом следует учитывать взаимное положение эллипса неопределенности забоя и круга допуска.

Прогнозируемые координаты ($X_П$; $Y_П$) на глубине (Z_D) положения круга допуска.

При бурении с сохранением забойных значений зенитного угла (α_A) и азимута (φ_A) (по прямой линии):

$$\begin{aligned} X_П &= X_A + (Z_D - Z_A)\cdot tg\alpha_A \cdot \cos\varphi_A \\ Y_П &= Y_A + (Z_D - Z_A)\cdot tg\alpha_A \cdot \sin\varphi_A \end{aligned} \quad (5.39)$$

При бурении с увеличением зенитного угла с постоянной интенсивностью (по дуге окружности с радиусом $R_{A-П}$) и в азимуте забоя:

$$\begin{aligned} X_П &= X_A + R_{A-П}\cdot(\cos\alpha_A - \cos\alpha_П)\cdot\cos\varphi_A \\ Y_П &= Y_2 + R_{A-П}\cdot(\cos\alpha_A - \cos\alpha_П)\cdot\sin\varphi_A \end{aligned}, \quad (5.40)$$

где $\alpha_П = arcsin\dfrac{(Z_D - Z_A) + R_{A-П}\cdot\sin\alpha_A}{R_{A-П}}$.

При этом должно выполняться условие: $R_{A-П} \geq \dfrac{Z_D - Z_A}{1 - \sin\alpha_A}$

При бурении с уменьшением зенитного угла с постоянной интенсивностью (по дуге окружности с радиусом $R_{A-П}$) и в азимуте забоя:

$$\begin{aligned} X_П &= X_A + R_{A-П}\cdot(\cos\alpha_П - \cos\alpha_A)\cdot\cos\varphi_A \\ Y_П &= Y_A + R_{A-П}\cdot(\cos\alpha_П - \cos\alpha_A)\cdot\sin\varphi_A \end{aligned}, \quad (5.41)$$

где $\alpha_П = arcsin\dfrac{(Z_D - Z_A) + R_{A-П}\cdot\sin\alpha_A}{R_{A-П}}$ при условии $R_{A-П} \geq \dfrac{Z_D - Z_A}{\sin\alpha_A}$.

5.6. Корректирование траектории бурения

При отклонении ствола скважины от проектного профиля возникает необходимость корректирования траектории бурения. При этом возможно решение следующих задач:

- выведение ствола скважины в точку с заданными координатами;
- получение на заданной глубине заданных значений зенитного угла и азимута.

При бурении направленных скважин применяются винтовые забойные двигатели-отклонители (ВЗДО), которые искривляют ствол скважины по дуге, которая близка к дуге окружности. Поэтому профиль корректирования может быть представлен в виде дуги окружности или в виде дуги окружности и завершающего тангенциального интервала.

Если выполняется условие $\varphi_{A\Pi}<\varphi_2<\varphi_{A\Pi}$, другими словами, горизонтальная проекция прогнозной траектории бурения пересекает круг допуска, то профиль корректирования может быть плоским. В остальных случаях профиль участка корректирования траектории бурения является пространственным. При этом в зависимости от режима управления ВЗДО в процессе бурения ствол скважины может искривляться по дуге окружности или по винтовой линии, что определяет методику расчёта профиля корректирования.

Корректирование по дуге окружности (рис. 5.10) применяется в том случае, когда при бурении с сохранением текущего азимута забоя горизонтальная проекция траектории бурения направлена в круг допуска, но при прогнозируемой величине интенсивности изменения зенитного угла ствол скважины на проектной глубине не попадает в круг допуска.

Проектный радиус (R_K) искривления ствола определяется по формуле:

$$R_K = \frac{M^2 + T^2}{2 \cdot T}; \qquad (5.42)$$

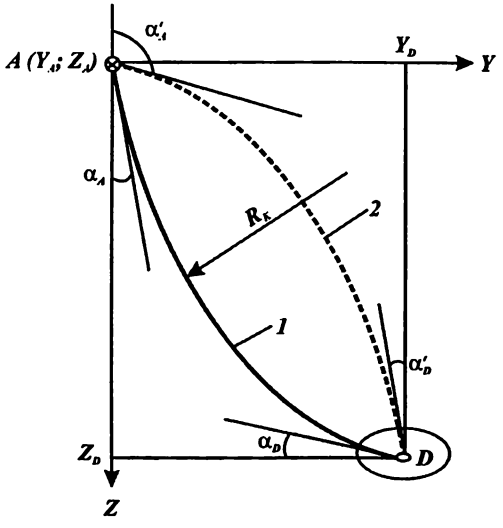


Рис. 5.10. Схема расчёта интервала корректирования по дуге окружности. 1 – с увеличением зенитного угла; 2 – с уменьшением зенитного угла; $\alpha_A(\alpha_A); \alpha_D(\alpha_D)$ - зенитный угол в точке A и D – соответственно; R_K – радиус кривизны интервала корректирования

$$T = \left[\pm A_K \mp \left(Z_D - Z_A\right) \cdot tg\alpha_A\right] \cdot cos\alpha_A; \quad (5.43)$$

$$M = \frac{Z_D - Z_A}{cos\alpha_A} \pm \left[\pm A_K \mp \left(Z_D - Z_A\right) \cdot tg\alpha_A\right] \cdot sin\alpha_A; \quad (5.44)$$

где A_K – необходимое смещение ствола по горизонтали за интервал корректирования с целью достижения круга допуска, м.

Зенитный угол (α_D) на проектной глубине Z_D:

$$\alpha_D = arcsin\frac{\pm\left(Z_D - Z_A\right) + R_K \cdot sin\alpha_A}{R_K}. \quad (5.45)$$

В формулах (5.43, 5.44, 5.45) верхний знак соответствует профилю с участком увеличения зенитного угла, а нижний знак - профилю с участком уменьшения зенитного угла (рис. 5.10).

Длина интервала бурения до проектной глубины по дуге окружности с радиусом R_K определяется по формуле:

$$S_{A\text{-}D} = \frac{\pi \cdot \left|\alpha_D - \alpha_A\right| \cdot R_K}{180}. \quad (5.46)$$

Когда траектория бурения по дуге окружности до круга допуска не обеспечивается имеющимися техническими средствами или на величину радиуса искривления ствола накладываются технологические ограничения, то применяется двухинтервальный плоский профиль интервала корректирования, состоящий из дуги окружности и тангенциального интервала (рис. 5.11).

Зенитный угол (α_D) тангенциального интервала рассчитывается по формуле:

$$\alpha_D = \alpha_A + arccos\frac{R_K \cdot \left(R_K - T\right) + M \cdot \sqrt{M^2 + T^2 - 2 \cdot T \cdot R_K}}{\left(R_K - T\right)^2 + M^2}. \quad (5.47)$$

Длина интервала бурения до точки С по дуге окружности с заданным радиусом (R_K) определяется по формуле:

$$S_{A\text{-}C} = \frac{\pi \cdot \left|\alpha_D - \alpha_A\right| \cdot R_K}{180}. \quad (5.48)$$

Длина ($L_{C\text{-}D}$)тангенциального интервала до точки D:

$$L_{C\text{-}D} = \frac{\left(Z_D - Z_A\right) \mp R_K \cdot \left(sin\alpha_D - sin\alpha_A\right)}{cos\alpha_D}. \quad (5.49)$$

В формуле (5.49) верхний знак соответствует профилю с участком увеличения зенитного угла, а нижний знак профилю с участком уменьшения зенитного угла (рис. 5.11).

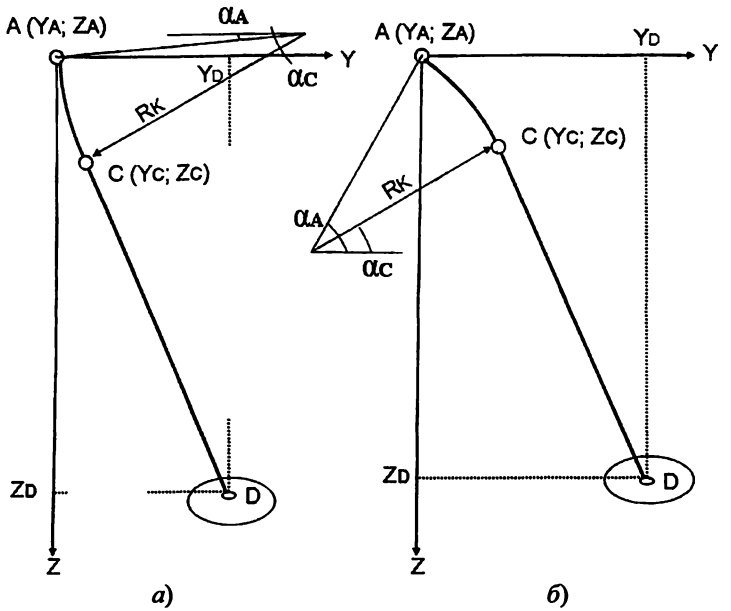


Рис. 5.11. Расчётная схема профиля с участками увеличения (а) и уменьшения (б) зенитного угла

Для изменения азимута и выведения ствола скважины в точку с заданными координатами при бурении по дуге окружности применяется двухинтервальный пространственный профиль.

В данной задаче при заданных значениях координат забоя (т. А) и цели (т. D), значения зенитного угла (α_A) и азимута (φ_A) на забое, интенсивности искривления или радиуса искривления ствола, которое обеспечивается планируемым к применению ВЗДО, необходимо определить угол установки и интервал бурения ВЗДО, а также длину тангенциального интервала до цели бурения (рис. 5.12).

Зенитный угол (α_B) и азимут (φ_B) в промежуточной точке В дуги АС окружности (рис. 5.12):

$$\alpha_B = arctg\sqrt{\frac{(X_D - X_A)^2 + (Y_D - Y_A)^2}{(Z_D - Z_A)^2}}; \qquad (5.50)$$

$$\varphi_B = arctg\frac{X_D - X_A}{Y_D - Y_A}. \qquad (5.51)$$

Угол (β_A) установки ВЗДО в т. А:

$$\beta_A = arctg\frac{\sin\alpha_B \cdot \sin(\varphi_B - \varphi_A)}{\sin\alpha_B \cdot \cos\alpha_A \cdot \cos(\varphi_B - \varphi_A) - \sin\alpha_A \cdot \cos\alpha_B}. \qquad (5.52)$$

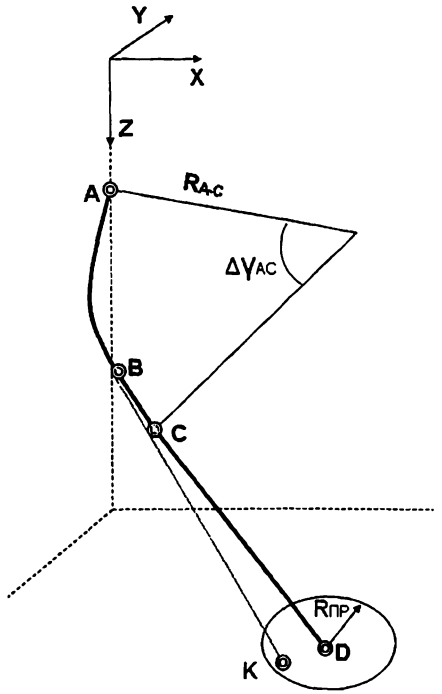


Рис. 5.12. Схема расчёта пространственного двухинтервального профиля

Угол ($\Delta\gamma_{A\text{-}B}$) пространственного искривления дуги между точками A и B:

$$\Delta\gamma_{AB} = arcsin\sqrt{\left(sin\alpha_B \cdot cos\alpha_A \cdot cos\left(\varphi_B - \varphi_A\right) - sin\alpha_A \cdot cos\alpha_B\right)^2 + sin^2\alpha_B \cdot sin^2\left(\varphi_B - \varphi_A\right)} \quad (5.53)$$

Расстояние ($L_{A\text{-}D}$) между точками A и D:

$$L_{A-D} = \sqrt{\left(X_D - X_A\right)^2 + \left(Y_D - Y_A\right)^2 + \left(Z_D - Z_A\right)^2} \quad (5.54)$$

Радиус ($R_{A\text{-}C}$) дуги AC:

$$R_{A-C} = \frac{1800}{\pi \cdot I_{A-C}}, \quad (5.55)$$

где $I_{A\text{-}C}$ – кривизна интервала A-C, град/10 м.

Максимально возможный радиус (R_{A-C}^{MAX}) дуги AC:

$$R_{A-C}^{MAX} = \frac{L_{A-D}}{2 \cdot sin\Delta\gamma_{A-B}}. \quad (5.56)$$

Если $R_{A-C} \rangle R_{A-C}^{MAX}, mo R_{A-C} = R_{A-C}^{MAX}$. При бурении по пространственно расположенной дуге с радиусом равным R_{A-C}^{MAX} и углом β_A установки ВЗДО в т. А обеспечивается решение поставленной задачи – достижение забоем скважины т. D.

Угол ($\Delta\gamma_{AC}$) пространственного искривления дуги между точками А и С:

$$\Delta\gamma_{A-C} = 2 \cdot arctg \frac{cos\,\Delta\gamma_{A-B} - \sqrt{1 - \frac{2 \cdot R_{A-C}}{L_{A-D}} \cdot sin\,\Delta\gamma_{A-B}}}{\frac{2 \cdot R_{A-C}}{L_{A-D}} - sin\,\Delta\gamma_{A-B}}; \quad (5.57)$$

$$\Delta l_{A-C} = \frac{\Delta\gamma_{A-C} \cdot 10}{I_{A-C}}. \quad (5.58)$$

После определения основных параметров профиля корректирования рассчитываются его координаты.

Угол ($\Delta\gamma_{\Delta S}$) пространственного искривления на интервале заданного шага ΔS расчёта профиля по дуге:

$$\Delta\gamma_{\Delta S} = \frac{I_{A-C} \cdot \Delta S}{10}. \quad (5.59)$$

Зенитный угол (α_i)в i-ой точке профиля по дуге:

$$\alpha_i = arcsin \sqrt{\begin{matrix}(cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} + sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma_{\Delta S})^2 \\ + sin^2\,\beta_{i-1} \cdot sin^2\,\Delta\gamma_{\Delta S}\end{matrix}} \quad (5.60)$$

Азимут (φ_i) в *i*-ой точке профиля по дуге:

$$\varphi_i = \varphi_{i-1} + arctg \frac{sin\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S}}{cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} + sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma_{\Delta S}}. \quad (5.61)$$

Координаты (X_i, Y_i, Z_i) в *i*-ой точке профиля по дуге:

$$X_i = X_{i-1} + R_{AC} \cdot \left[\begin{matrix}sin\alpha_{i-1} \cdot sin\varphi_{i-1} \cdot sin\Delta\gamma_{\Delta S} + (cos\alpha_{i-1} \cdot sin\varphi_{i-1} \cdot cos\beta_{i-1} + cos\varphi_{i-1} \cdot sin\beta_{i-1}) \cdot \\ \cdot (1 - cos\Delta\gamma_{\Delta S})\end{matrix}\right] \quad (5.62)$$

$$Y_i = Y_{i-1} + R_{AC} \cdot \left[\begin{matrix}sin\alpha_{i-1} \cdot cos\varphi_{i-1} \cdot sin\Delta\gamma_{\Delta S} + (cos\alpha_{i-1} \cdot cos\varphi_{i-1} \cdot cos\beta_{i-1} - sin\varphi_{i-1} \cdot sin\beta_{i-1}) \cdot \\ \cdot (1 - cos\Delta\gamma_{\Delta S})\end{matrix}\right] \quad (5.63)$$

$$Z_i = Z_{i-1} + R_{AC} \cdot [cos\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} - sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot (1 - cos\,\Delta\gamma_{\Delta S})] \quad (5.64)$$

Горизонтальное смещение (Lr_i) в *i*-ой точке профиля:

$$Lr_i = \sqrt{x_i^2 + y_i^2} \quad (5.65)$$

Азимут (φr_i) горизонтального смещения профиля в i-ой точке:

$$\varphi r_i = arctg\frac{x_i}{y_i}. \tag{5.66}$$

Приведенный азимут (β_i) радиуса кривизны в i-той точке:

$$\beta_i = arctg\frac{sin\alpha_{i-1}\cdot sin\beta_{i-1}}{sin\alpha_{i-1}\cdot cos\Delta\gamma_{\Delta S}\cdot cos\beta_{i-1} + sin\Delta\gamma_{\Delta S}\cdot cos\alpha_{i-1}}. \tag{5.67}$$

Азимут (ψ_i) радиуса кривизны в i-ой точке:

$$\psi_i = \varphi_i + arctg\left(\frac{tg\beta_i}{cos\alpha_i}\right). \tag{5.68}$$

Длина ($L_{C\text{-}D}$) тангенциального интервала профиля CD.

$$L_{C-D} = \sqrt{(X_D - X_C)^2 + (Y_D - Y_C)^2 + (Z_D - Z_C)^2} \tag{5.69}$$

Координаты X_i, Y_i, Z_i в i-ой точке тангенциального интервала с шагом ΔS_1:

$$X_i = X_{i-1} + \Delta S_1\cdot sin\alpha_{i-1}\cdot sin\varphi_{i-1}\ ; \tag{5.70}$$

$$Y_i = Y_{i-1} + \Delta S_1\cdot sin\alpha_{i-1}\cdot cos\varphi_{i-1}\ ; \tag{5.71}$$

$$Z_i = Z_{i+1} + \Delta S_1\cdot cos\alpha_{i-1}. \tag{5.72}$$

Lr_i и φr_i рассчитывается по тем же формулам, что и для дуги.

Для изменения азимута и выведения ствола скважины в точку с заданными координатами при бурении по винтовой линии также может быть использован двухинтервальный пространственный профиль. Профиль данного вида включает часть винтовой линии и наклонно направленный участок. Для расчёта данного вида профиля необходимо определить угол установки и интервал бурения ВЗДО, а также длину тангенциального интервала до цели бурения.

Для этой цели, начиная с некоторого угла установки ВЗДО из заданного интервала его изменения, производится определение геометрических параметров винтовой линии через короткие интервалы в следующей последовательности.

Угол ($\Delta\gamma_{\Delta S}$) пространственного искривления и радиус (R_{AC}) кривизны ствола на интервале заданного шага ΔS расчёта профиля по дуге

$$\Delta\gamma_{\Delta S} = \frac{I_{AC}\cdot\Delta S}{10}; \tag{5.73}$$

$$R_{AC} = \frac{1800}{\pi\cdot I_{AC}}. \tag{5.74}$$

Изменение зенитного угла ($\Delta\alpha_i$) за выбранный интервал расчёта профиля корректирования:

$$\Delta\alpha_i = \Delta\gamma_{AC} \cdot cos\beta\,. \tag{5.75}$$

Величина зенитного угла (α_{A+i}) через выбранный интервал:

$$\alpha_{A+i} = \alpha_A + \Delta\alpha_i\,. \tag{5.76}$$

Величина азимута (φ_{A+I}) через выбранный интервал

$$\varphi_{A+i} = \varphi_A + tg\beta_A \cdot ln\left[\frac{tg\frac{\alpha_{A+i}}{2}}{tg\frac{\alpha_A}{2}}\right] \tag{5.77}$$

Координаты (X_i, Y_i, Z_i) профиля через выбранный интервал:

$$\begin{aligned} X_{A+i} &= X_A + \frac{R_{AC}}{sin\beta} \cdot sin\alpha_A \cdot sin\alpha_{A+i} \cdot (cos\varphi_A - cos\varphi_{A+i}) \\ Y_{A+i} &= Y_A + \frac{R_{AC}}{sin\beta} \cdot sin\alpha_A \cdot sin\alpha_{A+i} \cdot (sin\varphi_{A+i} - sin\varphi_A) \\ Z_{A+i} &= Z_A + \frac{R_{AC}}{cos\beta} \cdot (sin\alpha_{A+i} - sin\alpha_A) \end{aligned} \tag{5.78}$$

Для каждой расчётной точки определяется расстояние (L_{KD}) по горизонтали между касательной к профилю на проектной глубине и точкой внутри круга допуска, куда необходимо вывести ствол скважины:

$$\begin{aligned} X_K &= \frac{Z_D - Z_{A+i}}{cos\alpha_{A+i}} \cdot sin\alpha_{A+i} \cdot sin\varphi_{A+i} \\ Y_K &= \frac{Z_D - Z_{A+i}}{cos\alpha_{A+i}} \cdot sin\alpha_{A+i} \cdot cos\varphi_{A+i} \end{aligned} \tag{5.79}$$

$$L_{KD} = \sqrt{(X_D - X_K)^2 + (Y_D - Y_K)^2} \tag{5.80}$$

Указанную последовательность расчётов путём изменения ΔS и β повторяют до выполнения условия:

$$L_{KD} \le R_{KD}\,. \tag{5.81}$$

Координаты промежуточных точек и параметры интервалов тангенциального участка полученного профиля корректирования рассчитываются по формулам (5.62-5.72).

Расчёт двухинтервального пространственного профиля для получения заданных значений зенитного угла и азимута на проектной глубине производится следующим образом.

Угол (β_A) установки ВЗДО в т. А:

$$\beta_A = arctg\frac{sin\alpha_C \cdot sin(\varphi_C - \varphi_A)}{sin\alpha_C \cdot cos\alpha_A \cdot cos(\varphi_C - \varphi_A) - sin\alpha_A \cdot cos\alpha_C}. \tag{5.82}$$

Угол ($\Delta\gamma_{AC}$) пространственного искривления дуги между точками А и В:

$$\Delta\gamma_{AC} = arcsin\sqrt{\left[\begin{array}{l}(sin\,\alpha_C \cdot cos\,\alpha_A \cdot cos(\varphi_C - \varphi_A) - sin\,\alpha_A \cdot cos\,\alpha_C)^2 + \\ + sin^2\,\alpha_C \cdot sin^2(\varphi_C - \varphi_A)\end{array}\right]}. \quad (5.83)$$

Радиус (R_{AC}) дуги АС:

$$R_{AC} = \frac{1800}{\pi \cdot I_{AC}}. \quad (5.84)$$

Угол ($\Delta\gamma_{\Delta S}$) пространственного искривления и (R_{AC}) радиус кривизны ствола на интервале заданного шага ΔS расчёта профиля по дуге:

$$\Delta\gamma_{\Delta S} = \frac{I_{AC} \cdot \Delta S}{10}. \quad (5.85)$$

Зенитный угол (α_i) в i-ой точке профиля по дуге:

$$\alpha_i = arc\,sin\sqrt{(cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} + sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma_{\Delta S})^2 + sin^2\,\beta_{i-1} \cdot sin^2\,\Delta\gamma_{\Delta S}} \quad (5.86)$$

Азимут (φ_i) в i-ой точке профиля по дуге:

$$\varphi_i = \varphi_{i-1} + arctg\frac{sin\beta_{i-1} \cdot sin\Delta\gamma_{\Delta S}}{cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} + sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\Delta\gamma_{\Delta S}}. \quad (5.87)$$

Координаты (X_i, Y_i, Z_i) в i-ой точке профиля по дуге:

$$X_i = X_{i-1} + R_{AC} \cdot \left[\begin{array}{l}sin\alpha_{i-1} \cdot sin\varphi_{i-1} \cdot sin\Delta\gamma_{\Delta S} + (cos\alpha_{i-1} \cdot sin\varphi_{i-1} \cdot cos\beta_{i-1} + cos\varphi_{i-1} \cdot sin\beta_{i-1}) \cdot \\ \cdot (1 - cos\Delta\gamma_{\Delta S})\end{array}\right]; \quad (5.88)$$

$$Y_i = Y_{i-1} + R_{AC} \cdot \left[\begin{array}{l}sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\varphi_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} + (cos\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\varphi_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} - sin\,\varphi_{i-1} \cdot sin\,\beta_{i-1}) \cdot \\ \cdot (1 - cos\,\Delta\gamma_{\Delta S})\end{array}\right]; \quad (5.89)$$

$$Z_i = Z_{i-1} + R_{AC} \cdot [cos\,\alpha_{i-1} \cdot sin\,\Delta\gamma_{\Delta S} - sin\,\alpha_{i-1} \cdot cos\,\beta_{i-1} \cdot (1 - cos\,\Delta\gamma_{\Delta S})]. \quad (5.90)$$

Горизонтальное (Lr_i) смещение в i-ой точке профиля:

$$Lr_i = \sqrt{x_i^2 + y_i^2} \quad (5.91)$$

Азимут (φr_i) горизонтального смещения профиля в i-ой точке:

$$\varphi r_i = arctg\frac{x_i}{y_i}. \quad (5.92)$$

Приведенный азимут (β_i) радиуса кривизны в i-той точке:

$$\beta_i = arctg\frac{\sin\alpha_{i-1}\cdot\sin\beta_{i-1}}{\sin\alpha_{i-1}\cdot\cos\Delta\gamma_{\Delta S}\cdot\cos\beta_{i-1}+\sin\Delta\gamma_{\Delta S}\cdot\cos\alpha_{i-1}}. \quad (5.93)$$

Азимут (ψ_i) радиуса кривизны в i-ой точке:

$$\psi_i = \varphi_i + arctg\left(\frac{tg\beta_i}{\cos\alpha_i}\right) \quad (5.94)$$

Длина (L_{CD}) тангенциального интервала профиля:

$$L_{CD} = \frac{Z_D - Z_C}{\cos\alpha_A}. \quad (5.95)$$

Координаты x_i, y_i, z_i в i-ой точке тангенциального интервала с шагом ΔS_1:

$$x_i = x_{i-1} + \Delta S_1\cdot\sin\alpha_{i-1}\cdot\sin\varphi_{i-1}; \quad (5.96)$$

$$y_i = y_{i-1} + \Delta S_1\cdot\sin\alpha_{i-1}\cdot\cos\varphi_{i-1}; \quad (5.97)$$

$$z_i = Z_{i+1} + \Delta S_1\cdot\cos\alpha_{i-1}. \quad (5.98)$$

Lr_i и φr_i рассчитывается по тем же формулам, что и для дуги.

6 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

6.1. Технические средства для искривления ствола скважины

6.1.1. Забойные двигатели-отклонители

В 1923 г. инженер М.А. Капелюшников (впоследствии член-корр. АН СССР) совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым изобрели турболопастной забойный гидродвигатель для вращательного бурения - одноступенчатый турбобур. В 1934 г. была создана экспериментальная контора турбинного бурения, а в 1935-1936 г.г. П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом была разработана принципиально новая конструкция многоступенчатого турбобура.

В результате многолетних работ по усовершенствованию и доводке конструкции был создан промышленный односекционный многоступенчатый турбобур типа Т12М3, который с 1952 г. поступил в серийное производство.

С появлением турбинного способа бурения стало возможным коренным образом изменить технологию бурения искривленных интервалов ствола скважины, основанную преимущественно на стационарном клин-отклонителе и роторном способе бурения.

6.1.1.1. Требования к забойному двигателю

При направленном бурении на долото действует поперечная сила, которая в процессе бурения может изменяться как по направлению, так и по величине, периодически эти изменения могут происходить с высокой частотой, например, при вращении забойного двигателя-отклонителя, принимая ударный характер.

В работе [2] изложены результаты промысловых исследований по измерению мощности, потребляемой породоразрушающим инструментом (долотом, калибратором) при холостом (без приложения осевой нагрузки) вращении электробура. Исследования проводились при бурении интервала 700-1500 м, представленном крепкими абразивными горными породами, с применением трёхшарошечного долота диаметром 190 мм при частоте вращения 720 об/мин при промывке скважины водой. При проведении исследований использовались следующие виды КНБК:

- отклоняющая на основе электробура-отклонителя с углом искривления 1°;
- стабилизирующая, включающая электробур со стабилизатором;
- маятниковая - электробур без опорно-центрирующих элементов.

Бурение интервалов увеличения и стабилизации зенитного угла с помощью отклоняющих и стабилизирующих КНБК соответственно производили с наддолотным калибратором (К-190-ВНИИБТ) и без калибратора. При этом измерения мощности осуществляли в начале каждого долбления при неизношенном долоте и калибраторе.

На основании данных, полученных в результате таких исследований, построены графики зависимости мощности на валу электробура от величины зенитного угла (рис. 6.1, 6.2).

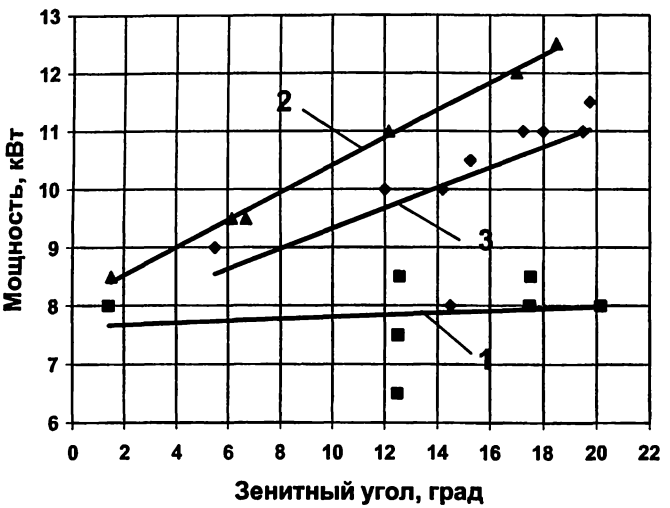


Рис. 6.1. Изменение затрат мощности на вращение долота диаметром 190 мм без калибратораТип КНБК:1 – стабилизирующая; 2 – отклоняющая;3 – маятниковая



Рис. 6.2. Изменение затрат мощности на вращение долота диаметром 190 мм с калибратором Тип КНБК:1 – стабилизирующая; 2 – отклоняющая

Из графиков следует, что затраты мощности на вращение долота (рис. 6.1) и долота с калибратором (рис. 6.2) при бурении отклоняющей и маятниковой КНБК увеличиваются с увеличением зенитного угла, что говорит о наличии отклоняющей силы. Также можно утверждать, что отклоняющая КНБК, включающая электробур-отклонитель, не обеспечивает ассиметричный режим разрушения забоя скважины.

Минимальную отклоняющую силу имеет стабилизирующая КНБК, так как мощность на валу электробура практически не зависит от зенитного угла. Сбалансированный режим работы отклоняющей КНБК, при котором на всём интервала бурения участка увеличения зенитного угла отклоняющая сила на долоте минимальна, позволяет на 20 и 40% снизить вращающий момент на валу забойного двигателя при бурении без калибратора и с калибратором соответственно [81].

Следует также отметить, что калибратор лопастного типа более чем в два раза увеличивает затраты мощности на валу забойного двигателя.

При турбинном способе бурения отклоняющая сила не только увеличивает затраты мощности на вращение долота, но и снижает частоту вращения его вала [17]. Причем, если сравнить зависимости изменения частоты вращения вала турбобура от величины отклоняющей силы на долоте, а также изменения этого числа от осевой на грузки на долото, то можно отметить, что они имеют одинаковый характер. Отличие заключается в том, что изменение числа оборотов вала турбобура при работе его от режима холостого вращения до полной остановки в зависимости от отклоняющей силы на долоте происходит при сравнительно меньшем диапазоне изменения этой силы. Такое поведение турбобура объясняется увеличением потерь на трение в радиально-осевых опорах шпинделя при наличии поперечно действующей отклоняющей силы, а также значительным моментом сил трения боковой поверхности долота со стенкой ствола скважины.

При выборе или конструировании забойного двигателя для наклонного и горизонтального бурения необходимо учитывать следующее:

- вращающий момент забойного двигателя во время работы в условиях наибольшей мощности и коэффициента полезного действия должен быть достаточен для вращения породоразрушающего инструмента при заданных значениях осевой нагрузке и отклоняющей силы на долоте;
- динамический характер поперечных нагрузок, действующих со стороны долота, на радиальные и осевые опоры вала шпинделя забойного двигателя;
- корпус, резьбовые соединения и конструкция забойного двигателя должны выдерживать изгибающие нагрузки, возникающие при прохождении через искривленные интервалы ствола;
- забойный двигатель-отклонитель должен проходить по обсадной колонне под собственным весом;
- возможность размещения на корпусе или в разъёмах секций опорно-центрирующих элементов;
- подача промывочной жидкости при оптимальном режиме работы гидравлического забойного двигателя должна удовлетворять условиям промывки скважины.

6.1.1.2. Турбинные отклонители

Турбобур - это гидравлическая забойная машина, в которой для преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использована многоступенчатая осевая турбина.

Основной частью турбобура (рис. 6.3) является турбинная секция, которая состоит из

большого числа гидравлических ступеней, каждая из которых включает ротор и статор.

Развиваемый турбиной крутящий момент зависит от режима её работы, т.е. от частоты вращения ротора турбины. Для большинства современных турбин эта зависимость линейна и определяется уравнением:

$$M = M_T \cdot \left(1 - \frac{n}{n_x}\right) \qquad (6.1)$$

где Mт - тормозной (предельный) крутящий момент;
n - частота вращения ротора;
n_x - частота вращения ротора на холостом режиме (предельная).

Под характеристикой турбины (рис. 6.4) понимают зависимость мощности N, вращающего момента М, КПД, перепада давления Δp от частоты вращения вала n при заданном расходе Q перекачиваемого через неё промывочной жидкости. Вращающий момент турбобура равен сумме моментов всех его ступеней.

Зная энергетические параметры при одном режиме промывки из стендовых исследований, можно определить параметры турбины при различных значениях расхода промывочной жидкости с помощью следующих соотношений.

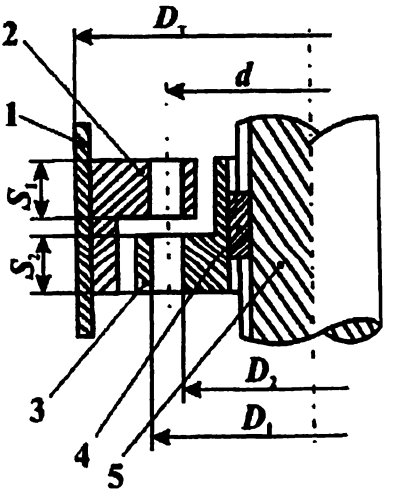


Рис. 6.3. Элемент рабочей пары турбобура (статор-ротор). 1 - корпус; 2 - статор; 3 - ротор; 4 - шпонка; 5 – вал

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2}; \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{Q_1^2}{Q_1^2} = \frac{M_1}{M_2}$$
$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{Q_1^3}{Q_2^3}; \frac{N_1}{N_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2} \qquad (6.2)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 - перепады давления в турбине при расходах Q_1 и Q_2 соответственно;
ρ – плотность бурового раствора.

На начальном этапе развития технологии бурения наклонных скважин турбинным способом в качестве забойного двигателя-откло-нителя применялись две конструктивные схемы: секция турбобура с установленным над ней искривленным переводником (рис. 6.5) и турбобур с эксцентричной накладкой на корпусе.

Обе схемы искривления скважины основаны на эффекте фрезерования ствола боковой поверхностью долота в поперечном направлении. При данном способе интенсивность искривления ствола определяется в основном следующими факторами:

- прочностью разбуриваемых горных пород;

- величиной отклоняющей силы на долоте;
- фрезерующей способностью боковой части вооружения долота.

Указанные факторы изменяются с глубиной, во времени, поэтому кривизна ствола при бурении указанными забойными двигателями-отклонителями не является постоянной.

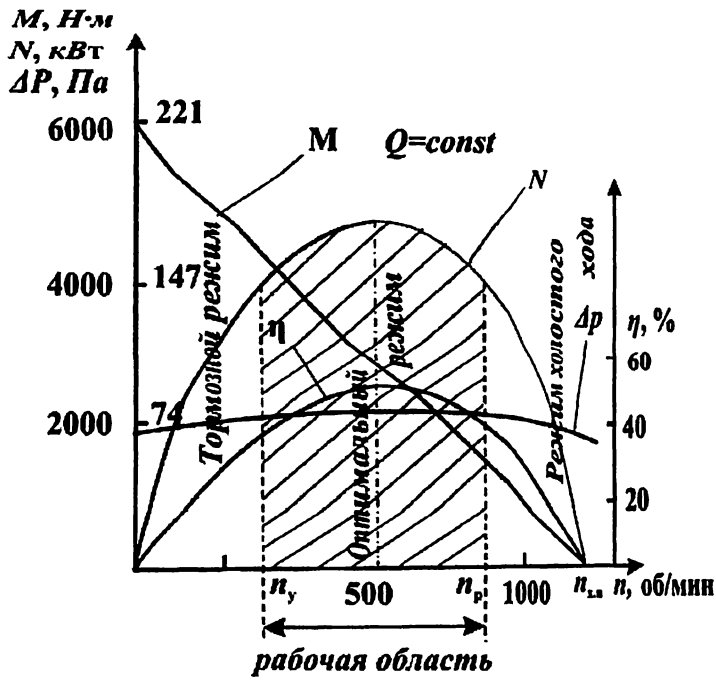


Рис. 6.4. Рабочая характеристика турбины турбобура при постоянном расходе Q промывочной жидкости. $n_{хв}$ – частота вращения при холостом режиме; n_p – разгонная частота вращения; n_y – частота вращения при устойчивой работе турбобура

Величина отклоняющей силы на долоте может быть определена по приближённой формуле:

$$F = \frac{M_{ИСКР} - L_T \cdot g_T \cdot \sin\alpha}{L_T}, \qquad (6.3)$$

где F – отклоняющая сила на долоте, кН;
L_T – длина турбобура с долотом (расстояние от долота до искривленного переводника), кН;
g_T – вес одного метра турбобура, кН;
α – зенитный угол ствола скважины, град.;
$M_{ИСКР}$ – изгибающий момент, действующий на турбобур со стороны УБТ, расположенных над искривленным переводником, кН·м.

Величина изгибающего момента $М_{ИСКР}$ зависит от величины изгиба искривленного переводника, жесткости и веса УБТ, расположенных над ним, а также от длины УБТ до точки касания со стенкой скважины (длина верхнего плеча рычага, если рассматривать всю КНБК, как рычаг первого рода, в котором искривленный переводник является опорной точкой).

Из формулы (6.3) следует, что с увеличением зенитного угла в процессе бурения турбобуром с искривленным переводником отклоняющая сила на долоте уменьшается, так как при этом увеличивается поперечная составляющая $(L_т \cdot g_т \cdot sin\alpha)$ веса турбобура.

Для горно-геологических условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири установлена закономерность изменения интенсивности искривления при бурении турбобуром с искривленным переводником. В табл. 6.1 приведены средние в указанном диапазоне зенитного угла значения интенсивности искривления ствола для КНБК: долото диаметром 295.3 мм, одна секция турбобура 3ТСШ-240-1 (Т12М3-240, Т12РТ-24), искривленный переводник, УБТ диаметром 178 мм и длиной 12 м [22, 28].

Приведенные в табл. 6.1 данные показывают возможности турбобура ТСШ-240 и Т12М3-240 с искривленным переводником при бурении долотом диаметром 295.3 мм ствола под кондуктор (промежуточную) колонну в геологических условиях месторождений Западной Сибири. Из табл. 6.1 следует, что величина зенитного угла, при котором ограничивается практическое применение турбобура с искривленным переводником, равна 40°.

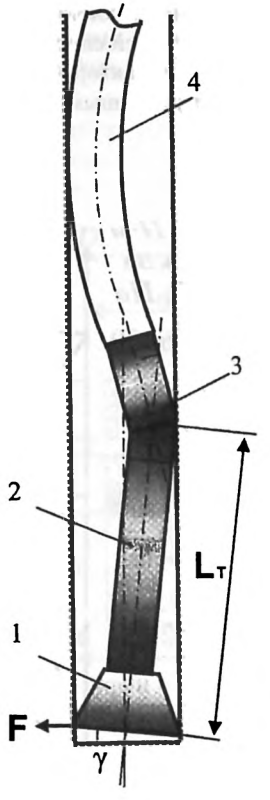


Рис. 6.5. Расчётная схема турбобура с искривленным переводником. 1 – долото; 2 – турбобур; 3 – искривленный переводник; 4 - УБТ

ТАБЛИЦА 6.1
ИНТЕНСИВНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА ЗА 10 М ПРОХОДКИ

КНБК	Угол перекоса, град.	Интервал зенитного угла, град.				
		0-10	0-20	0-30	0-40	0-50
Долото 295.3 мм; 1 секция ТСШ-240; УБТ-178 длиной 12 м	3°00'	1.31	1.28	1.15	1.00	
	2°30'	1.14	1.08	0.96	0.81	
	2°00'	1.00	0.91	0.82		
Долото 295.3 мм; турбобур Т12М3-240; УБТ-178 длиной 12 м	3°00'	1.50	1.37	1.26	1.14	1.04
	2°30'	1.25	1.17	1.08	1.00	
	2°00'	1.10	1.02	0.93	0.86	

Для бурения долотами диаметром 215.9 мм разработан турбобур в диаметре 195 мм, длина нижней секции (включая шпиндель) которого оставляет около 10 м. При установке над таким турбобуром искривленного переводника и УБТ-178 изгибающий момент $М_{изг}$ будет недостаточен для создания отклоняющей силы на долоте, позволяющей осуществлять эффективное искривление ствола скважины. Причина заключается в том, что по сравнению с КНБК, имеющих соотношение диаметров долота, турбобура и УБТ: 295.3*240*178, радиальный зазор между УБТ-178 и стенкой ствола диаметром 215.9 мм в 3 раза меньше, а, следовательно, и длина УБТ от искривленного переводника до точки касания стенки ствола скважины тоже значительно меньше.

Поэтому для создания отклоняющей силы на долоте, необходимой величины, при бурении турбобурами диаметром до 195 мм включительно возможно прямое поперечное воздействие на долото за счёт упругого элемента, расположенного на корпусе турбобура.

Такая схема реализована Ю.М. Гержбергом [16] в конструкции эксцентричного упругого ниппеля турбобура (рис. 6.6).

Корпус упругого ниппеля (рис. 6.6) имеет резьбу для присоединения к корпусу шпинделя турбобура или винтового забойного двигателя. В пазах, выполненных в корпусе 1, установлены плашки 2 и амортизаторы 3 из эластичного материала.

После сборки плашки 2 выступают за габариты долота на 15-18 мм.

В стволе скважины, имеющим диаметр близкий к диаметру долота, плашки 2 сжимая амортизаторы 3 смещаются в сторону оси турбобура. При этом долото будет прижато к стенке ствола скважины в диаметрально противоположном направлении, что будет способствовать фрезерованию горной породы боковой частью вооружения долота и искривлению ствола скважины. Интенсивность искривления при использовании забойного двигателя с упругим ниппелем зависит преимущественно от величины отклоняющей силы на долоте, характеристики вооружения долота, прочности горной породы, кривизны призабойного интервала ствола. Длина такого интервала, определяющего направление формирования забоя, составляет 15÷30 м.

Средний радиус кривизны формируемого ствола скважины при бурении долотом диаметром 295.3 мм и турбобуром диаметром 240 мм с упругим ниппелем может быть рассчитан по эмпирической зависимости [16]:

$$R = \frac{0.09 \div 0.12}{h^{1.75}}, \qquad (6.4)$$

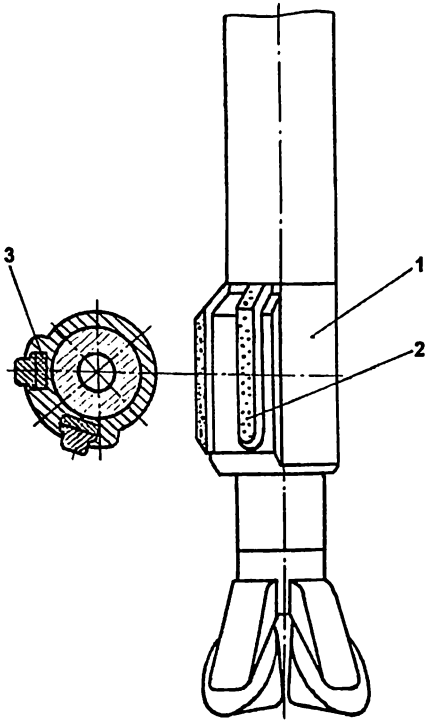


Рис. 6.6. Эксцентричный упругий ниппель турбобура

где R – радиус кривизны ствола скважины, м;
h – величина радиального выхода плашки за габариты долота в скважине, м.

В формуле (6.4) меньшее значение числителя принимается для условий бурения в устойчивых горных породах, а большие – в неустойчивых (пески, высоко пластичные глины и т.п.).

В табл. 6.2 приведены значения интенсивности искривления в зависимости от жёсткости амортизатора и величины зенитного угла ствола скважины [16].

ТАБЛИЦА 6.2
ИНТЕНСИВНОСТЬ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ ТУРБОБУРОМ С УПРУГИМ ЭКСЦЕНТРИЧНЫМ НИППЕЛЕМ

Типоразмер КНБК	Жёсткость амортизатора, кН/см	Интенсивность искривления, град./10м				
		средний зенитный угол ствола, град.				
		1	3	6	10	20
долото - 215.9 мм турбобур – 195 мм	15	1.10	1.02	0.91	0.81	0.71
	30	1.63	1.47	1.27	1.05	0.95
долото - 295.9 мм турбобур – 240 мм	15	0.95	0.87	0.80	0.76	0.70
	30	1.46	1.30	1.10	0.95	0.91

Величина отклоняющей силы на долоте зависит в основном от жёсткости амортизатора, радиуса кривизны ствола и среднего зенитного угла ствола скважины в интервале бурения. Данные о величине отклоняющей силы на долоте для различных условий бурения приведены в табл. 6.3. При расчётах следует принимать средние значения отклоняющей силы для всего интервала планируемого бурения.

ТАБЛИЦА 6.3
ВЕЛИЧИНА ОТКЛОНЯЮЩЕЙ СИЛЫ НА ДОЛОТЕ ТУРБОБУРА С УПРУГИМ ЭКСЦЕНТРИЧНЫМ НИППЕЛЕМ

Типоразмер КНБК	Жёст-кость аморти-затора, кН/см	Отклоняющая сила, кН								
		Радиус кривизны ствола, м								
		∞	800	500	∞	800	500	∞	800	500
		Среднее значение зенитного угла, град								
		3			10			20		
Долото - 215.9 мм Турбобур – 195 мм	15	32	17	3	39	20	4	43	22	4
	30	55	28	5	61	31	6	66	32	6
Долото - 295.9 мм Турбобур – 240 мм	15	16	9	2	19	10	3	22	11	4
	30	28	15	3	34	18	4	39	20	5

Жёсткость (k) амортизатора определяется как среднее значение отношения радиальной нагрузки к его деформации в рабочем диапазоне:

$$k = \frac{G_{РАД}}{\Delta L}, \qquad (6.5)$$

где $G_{РАД}$ – радиальная нагрузка на амортизатор, кН;
ΔL – величина деформации амортизатора, см.

При применении односекционного турбобура интенсивность искривления ствола скважины возрастает на 15-18%, а при использовании многосекционного турбобура снижается на 8-10% по сравнению с табличными данными (см. табл. 6.2)

В том случае, если интенсивность искривления ствола скважины превышает заданное значение, для корректирования траектории на определённом интервале производится бурение с вращением бурильной колонны ротором буровой установки. При этом длина интервала корректирования определяется по формуле:

$$l = S \cdot \left(1 - \frac{i_1}{i_2}\right), \qquad (6.6)$$

где l – длина интервала корректирования, м;
S – проектная длина интервала увеличения зенитного угла, м;
i_1, i_2 – заданная и фактическая средняя интенсивность увеличения зенитного угла соответственно, град./10м.

После углубления скважины с вращением турбобура на длину интервала корректирования продолжают бурение в ориентированном режиме (скольжения).

Турбобурам с эксцентричным упругим ниппелем свойственны недостатки, присущие забойным двигателям-отклонителям, основанным на искривлении ствола преимущественно за счёт отклоняющей силы на долоте: переменный темп увеличения зенитного угла, высокие риски осложнений в виде затяжек, сильная зависимость интенсивности искривления от геолого-технологических факторов.

Из-за действия отклоняющей силы, направленной перпендикулярно к оси долота и возникающей вследствие упругой деформации КНБК, долото фрезерует стенку скважины, причем скорость фрезерования зависит от конструкции долота, крепости проходимых пород и величины отклоняющего усилия и ряда других взаимозависимых факторов. Когда все действующие на долото силы приводятся к паре сил, чей момент равен главному моменту системы сил относительно центра долота, и к равнодействующей, чье направление совпадает с осью долота, то искривление происходит за счет наклонного положения торца долота по отношению к оси скважины и система «долото-забойный двигатель» непрерывно поворачивается. Локальной кривой, определяющей движение системы, служит предыдущий участок пробуренного ствола. Особенностью такого процесса является зависимость возможного искривления ствола в основном от геометрических размеров системы «долото-забойный двигатель». На основании теоретических и стендовых исследований конструкторами (М.С.Онищенко, В.Ф. Мочалов) лаборатории наклонно направленного и кустового бурения ВНИИБТ разработаны турбинные отклонители, основанные на принципе асимметричного разрушения забоя.

В 1960 г. в рамках научно-исследовательской работы по теме № 8 «Оказание технической помощи при внедрении многоствольного метода бурения наклонных скважин на Якушкинском нефтяном месторождении Куйбышевского СНХ» конструкторами ВНИИБТ

разработан турбинный отклонитель ОМ-7½". Данный турбинный отклонитель предназначен для искривления ствола скважины по радиусу 300-570 м при асимметричном разрушении забоя скважины.

Общий вид турбинного отклонителя представлен на рис. 6.7

Отклонитель ОМ-7½" представляет собой нижнюю турбинную секцию турбобура ТСА-7½" с установленным над его ниппельным узлом искривленным переводником.

Турбинный отклонитель ОМ-7½" включает турбинную секцию 1, искривленный переводник 2, расположенный в последнем шарнирный узел, выполненный в виде двух конусных полумуфт 3 с опорными шарами 4, ниппель 5, две осевые опоры 6. В верхней секции расположен ориентирующий переводник 7 с ножами 8. Турбинная секция оснащена радиальными 9 и осевыми опорами 10.

В этом же году была проведена промысловая проверка принципа ассиметричного искривления ствола при бурении скважины № 67 на Якушкинском месторождении Куйбышевской (сейчас Самарская) области. Бурение производилось долотом № 11 (269 мм) в интервале 190-280 м. Зенитный угол ствола скважины был увеличен до 8°15' при средней интенсивности искривления 1°/10м.

Дальнейшие испытания турбинного отклонителя ОМ-7½" проводились при бурении скважин №№ 533, 534 на Битковском месторождении Станиславского СНХ (Украина). Всего пробурено 40 м за 4 долбления в крепких горных породах и получена близкая к расчётному значению интенсивность искривления ствола.

Проведенные испытания турбинного отклонителя ОМ-7½" подтвердили возможность искривления ствола скважины за счёт ассиметричного разрушения забоя, однако ресурс работы оказался недостаточным для искривления ствола за одно долбление.

С целью упрощения сборки и повышения надёжности работы в 1963 г. разработан модернизированный турбинный отклонитель типа ОМТ-6⅝", который стал основой турбинных отклонителей серии ОТС. Турбинный отклонитель ОТС (рис. 6.8) включает шпиндель и связанную с ним искривленным переводником секцию турбобура.

Механизм искривления турбинного отклонителя выполнен в виде искривленного переводника 1, связанного резьбами РТК с корпусами турбинной секции 2 и шпинделя 3, и расположенных в искривленном переводнике 1 конусно-шлицевых полумуфт 4, ответные торцы которых имеют сферические углубления для размещения шаров 5 (рис. 6.9).

Осевая гидравлическая нагрузка и вращающий момент передаются с вала 6 турбинной секции 2 на вал 7 шпинделя 3 через шары 5.

На вал турбинного отклонителя устанавливается специальное центрирующее устройство — лопастной калибратор, диаметр которого равен диаметру долота. Лопасти калибратора оснащены твёрдосплавными штырями, которые предназначены для расширения ствола скважины до размера, условно определяющего диаметр долота. В результате поперечное сечение ствола приобретает конфигурацию, близкую к окружности. Кроме того, калибратор уменьшает интенсивность фрезерования стенки ствола долотом в момент забуривания из вертикального ствола, а также является дополнительной радиальной опорой, способствующей снижению поперечных вибраций вала шпинделя турбинного отклонителя. Для лучшего центрирования нижнего вала турбинного отклонителя вся опорная пята сосредоточена не в корпусе турбобура, а в самом шпинделе.

Турбинные отклонители ОТС-7½" использовались при строительстве первых наклонно направленных кустовых скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Практика применения турбинных отклонителей показала, что при сравнительно небольшой (1°30') величине угла перекоса секций обеспечивается высокая (до 3°/10м) и практически постоянная интенсивность искривления ствола скважины без снижения показателей работы долота.

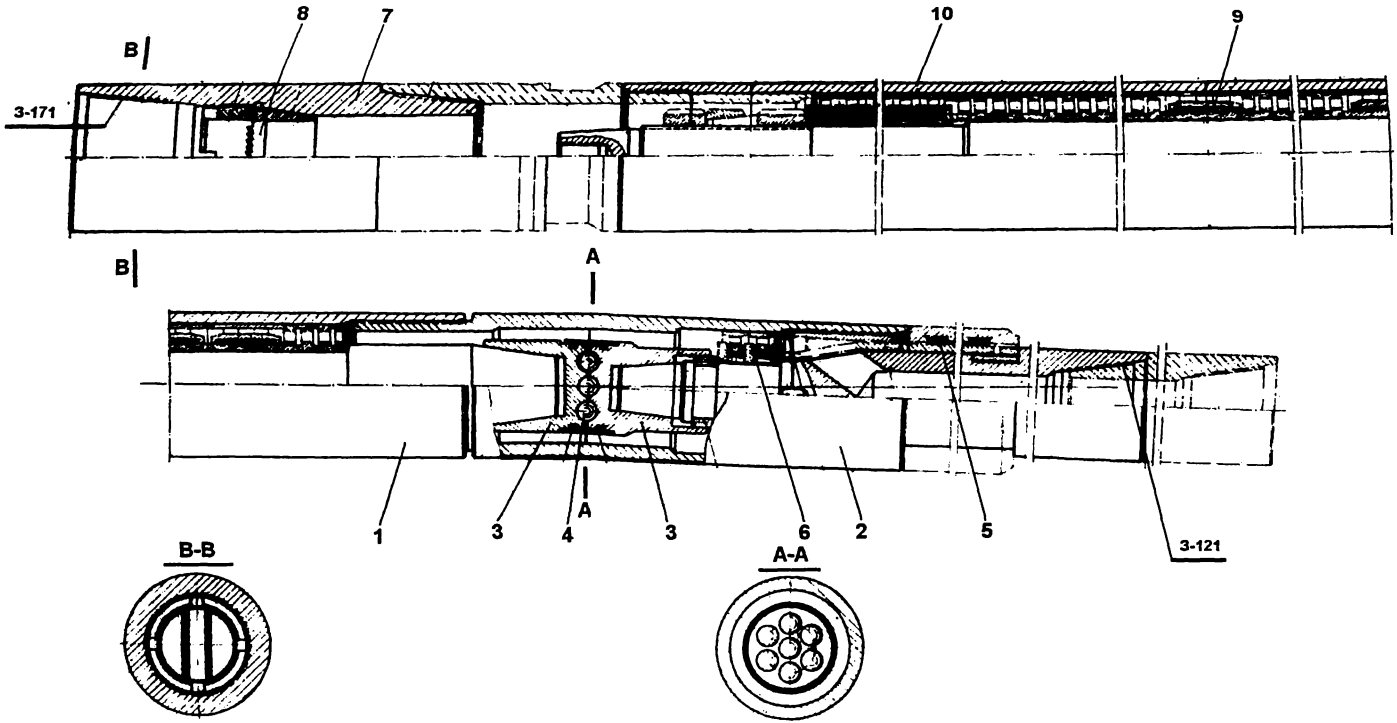


Рис. 6.7. Общий вид турбинного отклонителя ОМ-7½". 1 – турбинная секция; 2 – искривленный переводник; 3 – конусная полумуфта; 4 – опорные шары; 5 – ниппель; 6 – осевые опоры отклонителя; 7 – ориентирующий переводник; 8 – ножи; 9 – радиальные опоры; 10 – осевые опоры

На основе турбинного отклонителя типа ОТС был разработан турбинный отклонитель ОТ2Ш-172 для интенсивного искривления ствола горизонтальных скважин. Для увеличения темпа искривления ствола до 6-8°/10м необходимо было уменьшить длину турбинной секции. Ограничение длины верхней (турбинной) секции до 2-3 м приводило к уменьшению в 2 раза мощности турбинного отклонителя. Поэтому для обеспечения на долоте достаточной мощности над шпинделем с искривленным переводником было решено разместить короткую (3 м) промежуточную турбинную секцию, а над ней верхний механизм искривления и верхнюю турбинную секцию стандартной длины.

Турбинный отклонитель ОТ2Ш-172 (рис. 6.10) включает следующие узлы: шпиндель 1, среднюю турбинную секцию 2, верхнюю турбинную секцию 3, нижний и верхний механизмы 4 искривления, расположенные в одной плоскости и ориентирующий переводник 5.

Турбинные отклонители ОТ2Ш-172 прошли промысловые испытания в 1967-1968 г.г. при бурении горизонтальной скважины № 63 на Марковской площади. Бурение данной скважины показало, что турбинные отклонители ОТ2Ш-172 являются надёжным средством для интенсивного искривления ствола скважин.

В процессе эксплуатации были выявлены недостатки конструкции турбинных отклонителей типа ОТС, которые заключались в низком ресурсе работы шарнирного узла механизма искривления, высоких оборотах вала и низком вращающем моменте на долоте. Кроме того, при сборке турбинного отклонителя конусно-шлицевые полумуфты необходимо было установить таким образом, чтобы центральный опорный шар располагался в точке пересечения осей искривленного переводника, что требовало высокого качества и точности выполнения работы.

В турбинных отклонителях серии ТО (рис. 6.11) указанные недостатки были устранены за счёт исключения воздействия на

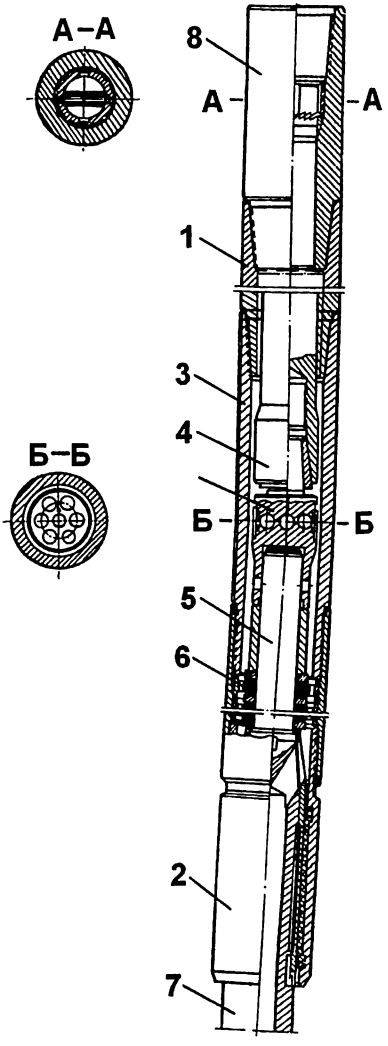


Рис. 6.8. Турбинный отклонитель (ОТС).
1 - секция турбинная;
2 - шпиндель; 3 - искривленный переводник; 4 - вал турбобура;
5 - полумуфта вала шпинделя;
6 - осевые опоры шпинделя;
7 - вал шпинделя;
8 - ориентирующий переводник

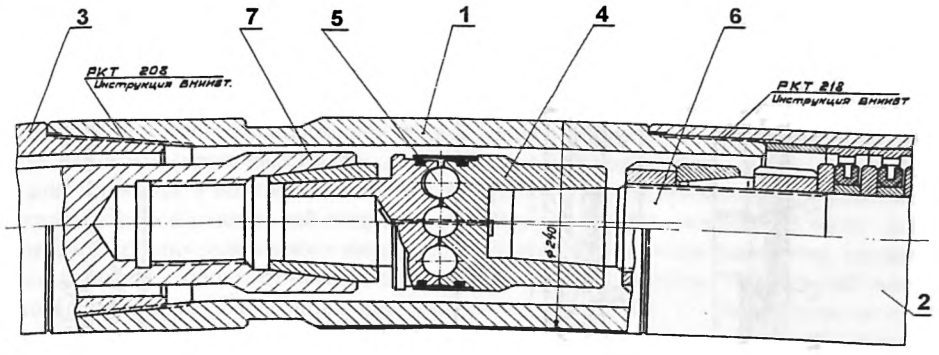
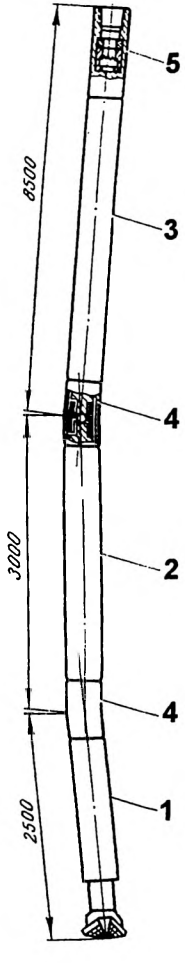


Рис. 6.9. Механизм искривления турбинного отклонителя



шарнирный узел гидравлической осевой силы и веса роторной секции, путём установки в нижней части вала турбинной секции осевой опоры, а также выполнения самого шарнирного узла в виде кулачковых полумуфт. Была предусмотрена возможность секционирования турбинного отклонителя, что позволило увеличить вращающий момент и снизить обороты вала.

Основные конструктивные параметры турбинных отклонителей типа ТО и их энергетические характеристики при различных расходах бурового раствора плотностью 1000 кг/м3 приведены в табл. 6.4. Турбинные отклонители с независимой подвеской валов турбинной секции типа ТО2 (ТО2–172, ТО-195, ТО-240 и ТР2Ш–195 ТО) предназначены для бурения интервалов изменения направления наклонных скважин по зенитному углу и азимуту, а также для забуривания боковых стволов скважин в аварийных ситуациях или по технологическим требованиям строительства скважин. Они выпускаются с наружными диаметрами 172, 195 и 240 мм и состоят из турбинной и шпиндельной секций (рис. 6.11). Во всех турбинных отклонителях типа ТО2 смонтирована специальная турбинная секция. Турбинные отклонители ТО2–195 и ТО2–240 унифицированы с турбобурами А7Ш2 и А9Ш2. Основное отличие состоит в том, что валы турбинной и шпиндельной секций соединяются между собой с помощью одинарного шарнирного соединения, состоящего из двух полумуфт, а корпусы – с помощью искривленного переводника с углом искривления 1°30′ (по заказу потребителя шпиндельная секция может комплектоваться переводниками с углом перекоса осей 1°; 1°15′ и 2°).

Рис. 6.10. Турбинный отклонитель ОТ2Ш-172

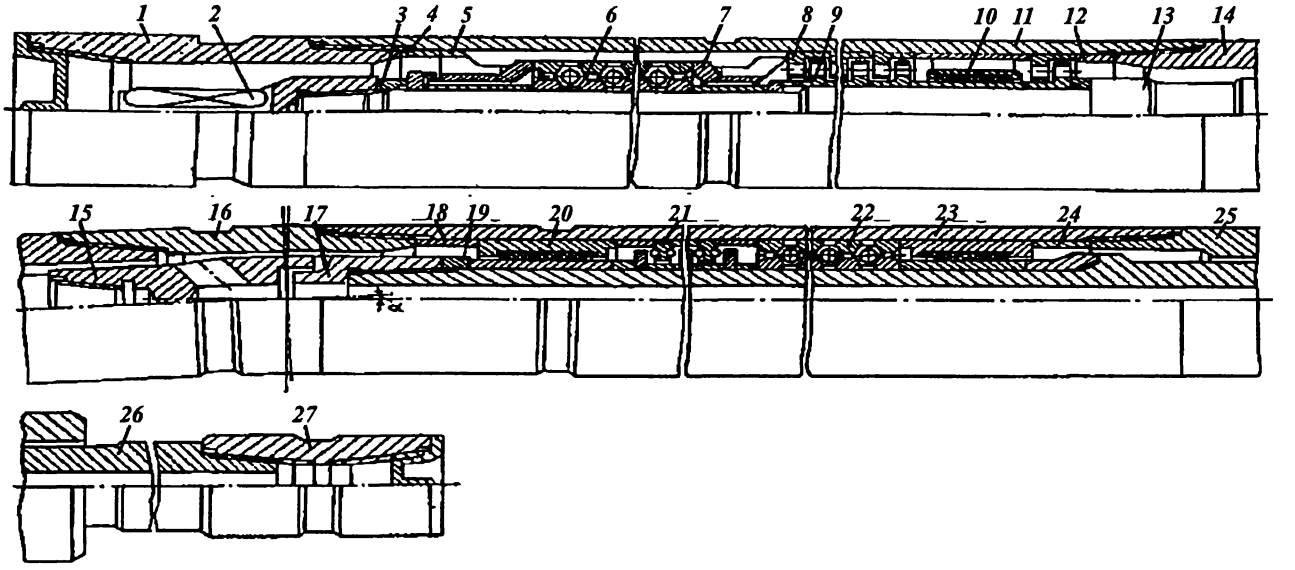


Рис. 6.11. Турбинный отклонитель ТО-2 с независимой подвеской вала турбинной секции: 1 - промежуточный переводник; 2, 15 - полумуфты; 3, 4, 12, 18, 19, 24 - регулировочные кольца; 5, 7 - верхний и нижний фонари; 6, 22 - многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники; 8 - статор; 9 - ротор; 10 - средняя опора, 11, 13 - корпус и вал турбинной секции; 14, 16 - соединительный и искривленный переводники; 17 - шарнирное соединение; 20 - нижняя опора; 21 - ступени пяты; 23, 26 - корпус и вал шпиндельной секции; 25 - ниппельная гайка; 27 - переводник вала

В отличие от обычного шпинделя турбинный шпиндель-отклонитель ШО1-195 эксплуатируется с секционным турбобуром с частотой вращения вала не более 500 об/мин. (рис. 6.12). Он представляет собой шпиндель турбобура, выполненный из двух секций, которые связаны искривленным переводником. Валы секций соединены между собой в месте расположения искривленного переводника двойным шарниром в виде шлицевых (крестовых) муфт. Двойной шарнир разгружен от осевых усилий благодаря установке в верхней его части многорядного упорно-радиального шарикоподшипника и одной радиальной опоры, расположенной над ним, а в нижней части - многорядного упорно-радиального шарикоподшипника и двух радиальных опор, расположенных по обе стороны от него. Использование двойного шарнира снижает требования к точности сборки. Валы шпинделя-отклонителя и турбинной секции соединяются с помощью конусно-шлицевых полумуфт. Преимущество такого отклонителя заключается в малом расстоянии от долота до точки перекоса, что снижает деформацию этого участка и повышает его отклоняющую способность.

ТАБЛИЦА 6.4
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИННЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

Технические параметры и энергетическая характеристика	Типоразмер турбинного отклонителя		
	ТО2–240	ТО2–195	ТО2–172
Наружный диаметр, мм	240	195	172
Общая длина, мм	10170	10110	9712
Длина от точки искривления до торца наддолотного переводника, мм	2600	2200	2200
Масса, кг	2507	1774	1363
Присоединительные резьбы: - к долоту - к бурильным трубам	 3-152 3-171	 3-117 3-147	 3-117 3-147
Расход жидкости плотностью 1000кг/м^3, л/с	45	30	28
Частота вращения, об/мин	420	520	705
Момент силы, Н*м	1370	870	785
Перепад давлений, МПа	3.0	3.6	3.9

Техническая характеристика шпинделя-отклонителя типа ШО1-195 приведена в табл. 6.5.

ТАБЛИЦА 6.5
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШПИНДЕЛЯ-ОТКЛОНИТЕЛЯ ТИПА ШО1-195

Наименование параметра	Значение параметра
Наружный диаметр, мм	195
Длина, мм	4600
Длина от точки искривления до торца наддолотного переводника, мм	2485
Масса, кг	875
Присоединительные резьбы: к долоту -	3-117
к корпусу секции турбобура -	3-171
Допустимая частота вращения вала, об/мин	500

Шпиндель-отклонитель ШО1-195 может быть присоединён к секции турбобура непосредственно на буровой. Благодаря разгрузке шарнирной муфты от осевых усилий и надёжной её защите от радиальных нагрузок увеличивается ресурс и надёжность работы шпинделя-отклонителя. Шпиндель-отклонитель ШО1-195 поставляется в комплекте с искривленным переводником с углом перекоса 1°15'. По специальному заказу потребителя данный шпиндель-отклонитель может оснащаться искривленным переводником с углами перекоса 1°00' и 1°30.'

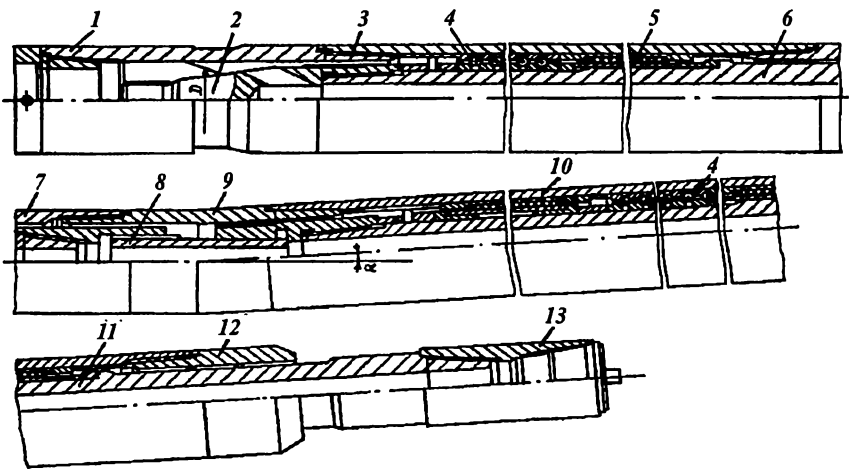


Рис. 6.12. Шпиндель-отклонитель типа ШО1-195: 1 - переводник нижней секции; 2 - шлицевая полумуфта; 3, 10 - корпус; 4 - многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники; 5 - радиальная опора, 6, 11 - вал; 7 - переводник; 8 - шарнирная муфта; 9 - искривленный переводник; 12 - ниппельная гайка; 13 -переводник вала

Турбинные отклонители типа ТОЗ-240РС и ТОР-240РС предназначены для бурения прямолинейных и искривленных интервалов ствола скважины долотами диаметром 269.9-311.1 мм с промывкой буровым раствором плотностью до 1500 кг/м^3 при забойной температуре до 100°С [1].

Основные отличия турбинного отклонителя ТОЗ (ТОР) от турбинного отклонителя типа ТО2 заключаются в следующем:

- в соединении валов турбинной и шпиндельной секций вместо кулачковой муфты установлен карданный вал с маслонаполненными шарнирами, что увеличивает ресурс работы;
- из конструкции турбинной секции исключен узел осевой опоры, что в сочетании со стандартным конусно-шлицевым соединением кардана с валом турбинной секции позволяет использовать серийную турбинную секцию;
- в качестве осевой опоры вала шпиндельной секции применяется резинометаллическая пята с утопленной резиной, которая имеет повышенный ресурс работы;
- нижняя радиальная опора вала шпинделя максимально приближена к долоту;
- искривленный переводник между шпинделем и турбинной секцией может быть заменён на другой или прямой переводник в условиях буровой;

- в турбобуре ТОР-240РС для искривления секций используется регулируемый механизм искривления, угол перекоса которого от 0° до 2° с интервалом 12-13' может быть установлен в условиях буровой;

- между шпинделем и турбинной секцией предусмотрена возможность установки центратора;

- в качестве силового привода используются турбинные секции турбобуров А9Ш или ТСШ1-240, включающих 103 пары турбин.

Общая длина турбинных отклонителей ТО3-240РС и ТОР-240РС составляет 10596 и 10660 мм соответственно. Длина от точки искривления до торца наддолотного переводника 3271 мм (ТО3-240) и 3107 мм (ТОР-240РС). Вал данных турбинных отклонителей имеет резьбу З-152, а корпус – З-171.

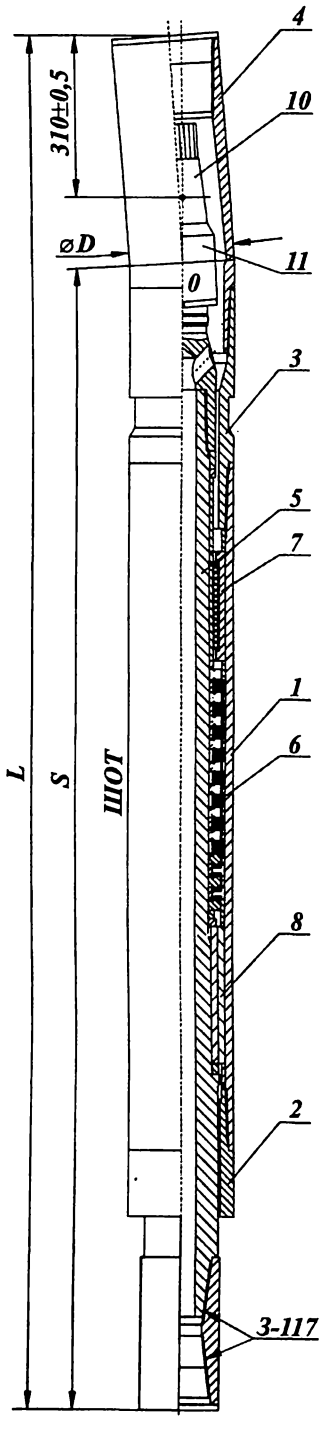
Шпиндели-отклонители типа ШОТ (ЗАО «Гидробурсервис») с жестким искривленным переводником предназначены для работы с турбинными секциями или рабочими парами винтовых забойных двигателей (рис. 6.13). Шпиндели-отклонители выпускаются трёх типоразмеров: 172 (178), 195 и 240 мм (табл. 6.6). Работают при промывке буровым раствором с плотностью до 1500 кг/м^3 и забойной температуре 110°С. В термостойком исполнении шпиндели ШОТ работоспособны при забойной температуре до 150-200°С [45].

Шпиндель-отклонитель ШОТ2-195 (рис. 6.13) включает износостойкие радиальные и осевые опоры скольжения, причём нижняя радиальная опора установлена в непосредственной близости от долота – в ниппельной части корпуса. Конусно-шлицевая полумуфта для соединения с валом турбинной секции совмещена с герметизированным сферическим шарниром, который передаёт вращающий момент и осевую нагрузку от турбины (или ротора винтового забойного двигателя). В термостойком исполнении шпинделя-отклонителя осевые и радиальные опоры скольжения заменяются на осевые подшипники качения и радиальные цельнометаллические опоры скольжения. Для соединения с рабочей парой винтового забойного двигателя шпиндели снабжаются дополнительными переходными устройствами.

ТАБЛИЦА 6.6

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШПИНТЕЛЯ-ОТКЛОНИТЕЛЯ ТИПА ШОТ

Наименование параметра	Типоразмер шпинделя–отклонителя		
	ШОТ-172(178)	ШОТ-195	ШОТ-240
Наружный диаметр (D), мм	172-178	195	240
Общая длина (L), мм	2550	2600	2660
Длина от точки искривления до торца наддолотного переводника (S), мм	2300	2338	2250
Масса, кг	452	501	670
Присоединительные резьбы: - к долоту	З-117	З-117	З-152
- к корпусу секции турбобура	З-147	З-171	РКТ-208
Расход жидкости плотностью 1000кг/м^3, л/с	20-30	20-40	32-60
Частота вращения, с$^{-1}$	1.5-10.0	1.5-8.5	1.0-8.0
Осевая нагрузка на долото, кН	200	200	250
Угол искривления жёсткого переводника, град.	0°-3°00'	0°-3°00'	0°-3°00'



В соединении с турбинной секцией или рабочей парой винтового забойного двигателя шпиндель ШОТ образует турбобур-отклонитель (ТШОТ) или винтовой двигатель-отклонитель (ДШОТ).

Турбобуры-отклонители типа ТШОТ предназначены для бурения искривленных и прямолинейных интервалов профиля, а также для забуривания боковых стволов с цементного моста с промывкой буровым раствором плотностью от 1000 до 1500 кг/м^3 при забойной температуре до 110°С, а в термостойком исполнении – до 150 - 200°С.

Турбобур-отклонитель состоит из одной или двух турбинных секций и шпинделя-отклонителя типа ШОТ. В связи с тем, что шпиндель-отклонитель выполнен с возможностью передачи осевого усилия от вала турбины на осевую опору шпинделя в данных турбобурах-отклонителях используются турбинные секции унифицированных турбобуров или, при необходимости, нестандартной длины, не содержащие собственной осевой опоры. В термостойком исполнении турбобур-отклонитель компонуется термостойким шпинделем-отклонителм, а в турбинных секциях все резинометаллические радиальные опоры заменяются на твёрдосплавные опоры. Техническая характеристика турбобуров-отклонителей ТШОТ приведены в табл. 6.7.

Турбинный отклонитель 2ТОШ-240-ВНИИБТ (рис. 6.14) предназначен для бурения искривленных и прямолинейных интервалов профиля скважины при промывке буровым раствором с предельно допустимой температурой 110°.

Рис. 6.13. Шпиндель-отклонитель типа ШОТ. 1 - корпус; 2 - ниппельная гайка; 3 - промежуточный переводник; 4 - искривленный переводник; 5 - вал; 6 - верхняя осевая резино-металлическая опора; 7 - радиальная опора; 8 - нижняя радиальная цельнометаллическая опора; 10 - конусно-шлицевая муфта; 11 - сферический шарнир

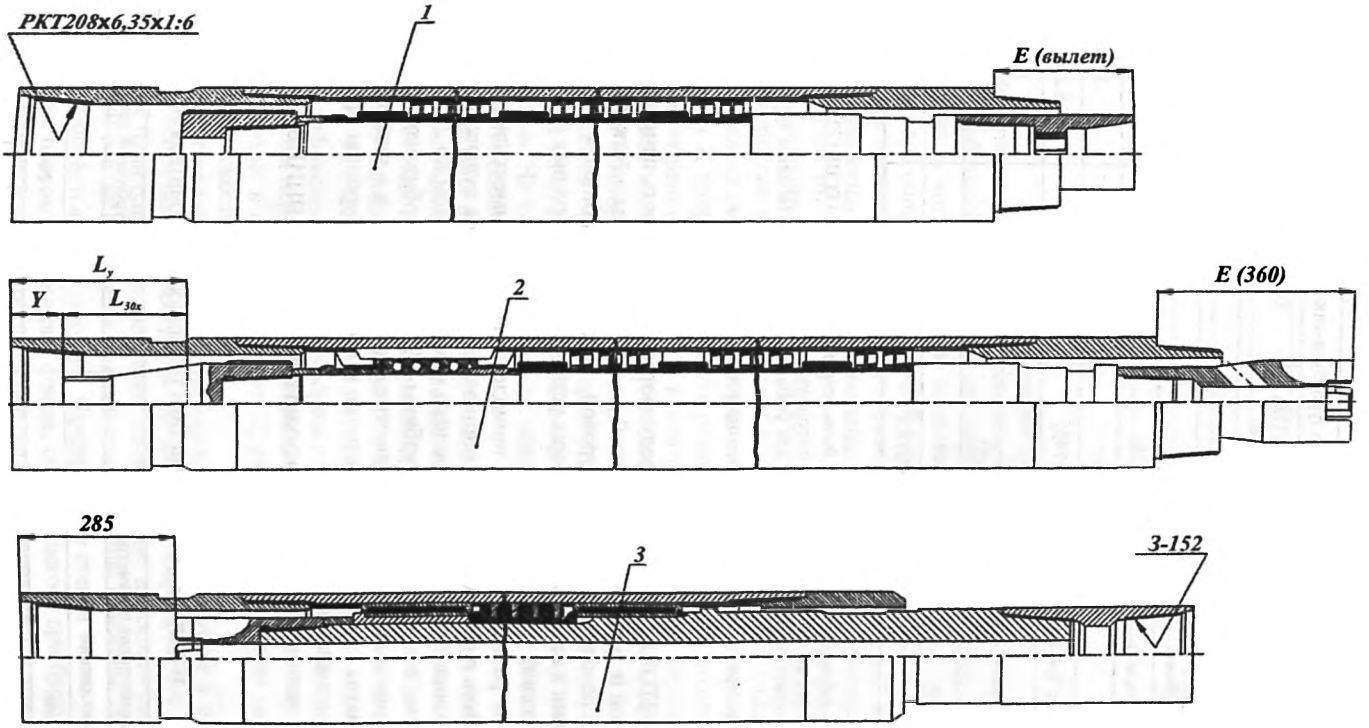


Рис. 6.14. Общий вид турбинного отклонителя 2ТОШ-240-ВНИИБТ. 1 – верхняя турбинная секция; 2 – нижняя турбинная секция; 3 - шпиндель

ТАБЛИЦА 6.7
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОБУРОВ-ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ТИПА ТШОТ

Наименование параметра	Типоразмер турбобура–отклонителя (тип турбинной секции)		
	ТШОТ-172(178) (36/10-178)	ТШОТ-195 (А7П3)	ШОТ-240 (А9К5Са)
Количество секций	1.5	1	1
Количество ступеней турбины	240	110	105
Расход бурового раствора, $м^3/с$	0.028	0.030	0.045
Крутящий момент, н*м	1285	2214	3060
Частота вращения вала, $с^{-1}$(об/мин)	12.5 (753)	8.7 (522)	8.2 (490)
Перепад давления, МПа	6.3	4.18	2.95
Длина турбобура, мм	14700	10500	10200
Длина нижнего плеча, мм	2300	2340	2500
Диаметры долот, мм	190.5-215.9	215.9-245.5	269.0-393.7

Примечание:
1 - вместо указанных в таблице типов секций могут быть использованы секции 3ТСШ-172; 26/16.5-195; Т1-195; 3ТСШ1-240; ТВШ-240 вместе со шпинделем соответствующего диаметра;
2 – технические характеристики приведены только для указанных в заголовке таблицы турбинных секций 36/10-178; А7П3; А9К5Са;
3 – энергетические характеристики указаны для рабочего режима работы турбины.

Конструкцией 2ТОШ-240-ВНИИБТ предусмотрена возможность изменения угла перекоса шпиндельной и турбинной секций от 0 до 2° путём замены жёсткого искривленного переводника непосредственно на буровой. В данном турбинном отклонителе в шпиндельной секции в качестве осевой опоры установлена многорядная резинометаллическая пята (22 ступени).

Для восприятия радиальных нагрузок шпиндельная секция имеет две резинометаллические опоры. Весь пакет деталей вала шпинделя закрепляется кулачковой полумуфтой, которая обеспечивает передачу вращающего момента под углом до 2°. В турбинных секциях установлены высокомоментные турбины А9П3-Т2. В турбинных секциях установлены также радиальные резинометаллические средние опоры, а в нижней турбинной секции для восприятия гидравлической нагрузки и веса ротора турбины применён многорядный упорно-радиальный подшипник.

Технические данные турбинного отклонителя 2ТОШ-240-ВНИИБТ приведены в табл. 6.8.

ТАБЛИЦА 6.8
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИННОГО ОТКЛОНИТЕЛЯ 2ТОШ-240-ВНИИБТ

Наименование параметра	Тип турбинной секции
Количество турбинных секций	2
Наружный диаметр, мм	240
Длина (в собранном виде), мм	16660
Масса, кг	4200

Продолжение табл. 6.8

Присоединительная резьба, к долоту – к бурильным трубам -	3-152
	3-171
Расход, л/с	32 (40)
Частота вращения вала, об/мин	280 (340)
Вращающий момент, н*м	2500 (3800)
Перепад давления, мПа	5.0 (7.4)

Турбобур-отклонитель шарнирный

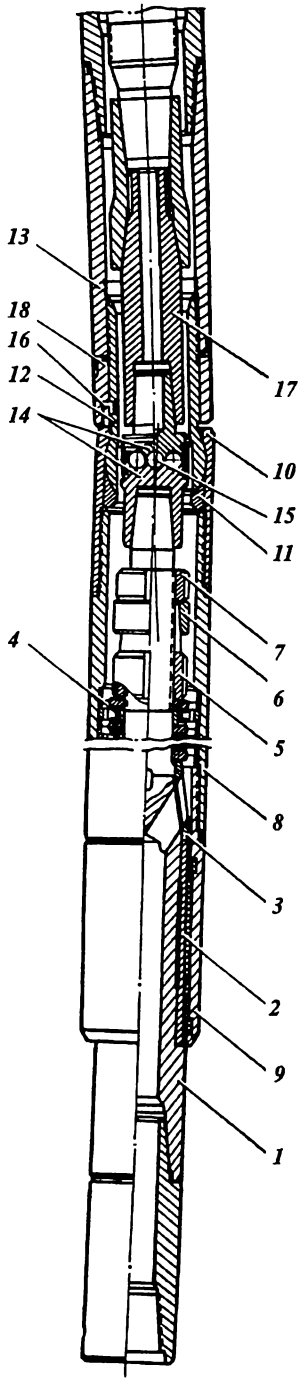
Для безориентированного искривления ствола скважины конструкторами ВНИИБТ разработан турбинный шарнирный отклонитель ОТШ-7½" (рис. 6.15), состоящий из нижней секции, в которой собраны подпятники (секции пяты), и верхней секции выполненной в виде одной или двух секций серийного турбобура ТС5Б-7½" [54].

Основное назначение шарнирного отклонителя заключается в увеличении зенитного угла ствола скважины в первоначально заданном азимуте искривления.

Шарнирный отклонитель ОТШ-7½" (рис. 6.15) включает связанные корпусным сферическим шарниром верхнюю и нижнюю секции. Валы секций соединены шарниром, место перекоса которого совпадает с центром сферического шарнира. В верхней секции установлена осевая опора, которая состоит из вала 1, на котором собраны втулка нижней опоры 2, упор 3, шестнадцать резинометаллических подпятников 4, зажатых гайкой 5, законтренной колпаком 6 и контргайкой 7. Пакет подпятников помещен в корпус 8 и зажат ниппелем 9. На корпус секции пяты навернута крышка 10, сферического шарнира в которой собран шарнир, состоящий из кольца 11 и корпуса 12 шарнира. Сопрягающиеся сферические поверхности: крышки 10 и корпуса 12 шарнира для предохранения их от разрушения промывочной жидкостью имеют уплотнение в виде резинового кольца. На корпус 12 шарнира навернут переводник 13, соединяющий секцию пяты (нижнюю) с секцией турбины.

На конусе вала нижней секции 1 установлен шарнир, состоящий из двух опор 14, в лунки которых заложено семь стальных шаров 15, через которые передаётся крутящий момент. Осевая на грузка воспринимается торцами опор. Вал верхней секции соединён конусно-шлицевой полумуфтой 17 с валом турбинной секции. Угол перекоса между секциями обеспечивается соответствующим зазором между крышкой шарнира 10 и кольцом 18, зафиксированным от поворота и осевого смещения шпонками 16. Изменение зазора достигается перестановкой специальных шпонок в соответствующие глухие отверстия, засверленные в корпусе шарнира 12, расположенные в трех смещенных в осевом направлении плоскостях.

Самоориентирование турбинного шарнирного отклонителя в плоскости кривизны скважины обеспечивается свободным сферическим шарниром его корпуса. При этом закручивание бурильных труб не влияет на положение плоскости шарнирного отклонителя, который всегда изгибается в плоскости кривизны скважины. Нижняя часть КНБК до шарнира опирается на калибратор. Фрезерование стенки ствола долотом ограничено калибратором, поэтому траектория ствола, образующегося при бурении шарнирным отклонителем близка к окружности, радиус которой определяется вписываемостью части КНБК от долота до шарнира:



$$R = \frac{L^2}{D - d}, \qquad (6.7)$$

где R – радиус искривления ствола скважины, м;
L – длина нижней секции от торца долота до центра корпусного шарнира, м;
D – диаметр долота, м;
d – диаметр корпусного шарнира, м.

Стендовые испытания турбинного шарнирного отклонителя ОТШ-7½" проводились на опытной базе ВНИИБТ при забуривании и увеличении зенитного угла ствола скважины. С помощью шарнирного отклонителя с глубины 700 м вертикального ствола была сделана зарезка наклонного ствола. Компоновка низа бурильной колонны состояла из долота диаметром 214 мм типа Т, трехлопастного штыревого наддолотного калибратора К-214, шарнирного отклонителя и бурильных труб диаметром 127-мм.

Длина нижней секции шарнирного отклонителя от долота до места перекоса его секций 3.15 м, что по расчету дает ожидаемый радиус кривизны скважины 522 м или темп набора кривизны 1.1° на 10 м проходки. Фактический темп набора кривизны на 10 м проходки в интервале от 700 до 750 м (первый рейс) составил 1±0.15°, а в интервале от 770 до 786 м - 1.5 ± 0.6°, что совпадает с расчётным в пределах точности замеров инклинометром. При этом наличие сферического шарнира не способствовало самопроизвольному изменению азимуту ствола скважины.

Промысловые испытания шарнирного отклонителя ОТШ-7½" проводились при бурении наклонных скважин из предварительно искривленного начального интервала. При этом полученный темп увеличения зенитного угла был близок к расчётному значению при сохранении азимутального направления [54].

Рис. 6.15. Турбинный шарнирный отклонитель ОТШ-7½". 1 – вал; 2 – нижняя опора; 3 - упор; 4 – резинометаллические подпятники; 5 – гайка; 6 – колпак; 7 – контргайка; 8 – корпус; 9 – ниппель; 10 – крышка; 11 – кольцо; 12 – корпус шарнира; 13 – переводник; 14 – опоры; 15 – шары; 16 –шпонка; 17 – полумуфта; 18 - кольцо

Поисковые работы по созданию забойных двигателей-отклонителей с регулируемым углом перекоса были проведены специалистами лаборатории наклонно направленного и кустового бурения ВНИИБТ под руководством д.т.н. А.Г.Калинина.

В результате проведенных поисковых работ было разработано несколько схем управляемых на забое механизмов искривления с гидравлически регулируемым углом перекоса секций забойного двигателя. Макетные образцы механизмов искривления были изготовлены и проведено их испытание на специально изготовленном стенде. На основании стендовых испытаний были определены основные технические требования к механизмам искривления забойных двигателей.

В 1983 г. конструкторами (Б.Ф.Сафонов, Т.П. Оводова, В.А. Садова) лаборатории наклонного и кустового бурения ВНИИБТ впервые в мировой практике направленного бурения разработано устройство с управляемым в забойных условиях механизмом искривления секций гидравлического двигателя.

В 1984 г. первый образец турбобура-отклонителя ТОУ-240 был изготовлен на экспериментальном заводе ВНИИБТ. После проведения стендовых испытаний ТОУ-240 был рекомендован к проведению эксплуатационных испытаний в промысловых условиях.

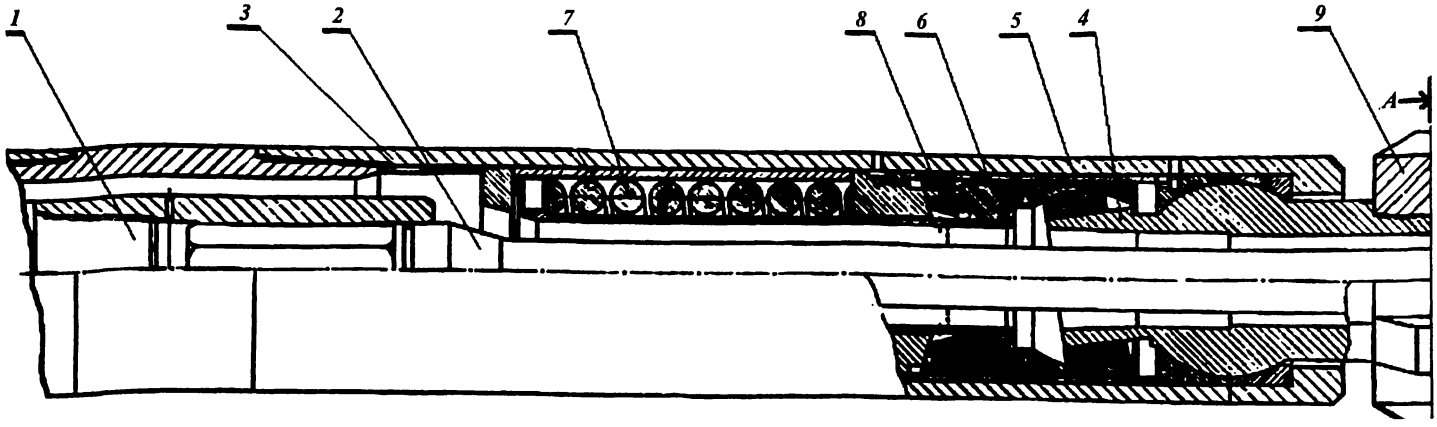
На рис. 6.16 представлен общий вид механизма искривления турбобура-отклонителя ТОУ-240.

ТОУ-240 состоит из шпинделя, секций турбобура (не показаны) и расположенного между ними механизма искривления (рис. 6.16). Вал 1 турбинной секции и шпинделя соединёны двухшарнирным телескопическим валом 2 механизма искривления. Корпус 3 последнего связан резьбовым соединением с корпусом турбинной секции, а плоскостной шарнир 4 механизма искривления – с корпусом шпинделя. Плоскостной шарнир 4 имеет цилиндрическую поверхность, которая выполнена под углом 9° к его оси. На цилиндрической поверхности плоскостного шарнира установлена втулка 5 с наружной сферической поверхностью, которая расположена в подпружиненном поршне 6. Подпружиненный поршень 6 установлен с возможностью перемещения под действие перепада давления промывочной жидкости между полостью корпуса 3 механизма искривления и скважиной. При перемещении поршня 6 плоскостной шарнир 4 и связанный с ним шпиндель поворачиваются на угол 1°40'. При уменьшении давления промывочной жидкости под действием возвратной пружины 7 поршень 6 перемещается в исходное положение, при котором управляемый отлонитель прямолинеен. В этом положении уплотнительная манжета 8 герметично разделяет полость механизма искривления на две части, из которых наружная гидравлически связана с затрубным пространством.

В зависимости от расхода промывочной жидкости происходит переключение управляемого отклонителя из прямолинейного в искривленное положение.

Верхняя часть шпинделя оснащена центратором 9 для проводки прямолинейных интервалов ствола скважины.

Для проведения приёмочных испытаний была изготовлена опытная партия управляемого турбинного отклонителя ОУ-195. Испытания проводились при бурении наклонно направленных скважин на нефтяных месторождениях ПО «Татнефть» (ОАО «Татнефть») и ПО «Главтюменнефтегаз». По результатам испытаний приёмочной комиссией было принято решение о серийном производстве управляемого турбинного отклонителя ОУ-195.



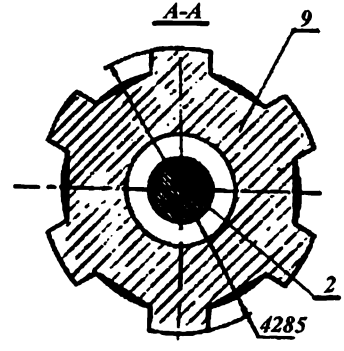


Рис. 6.16. Механизм искривления управляемого турбинного отклонителя ТОУ-240. 1 – вал турбинной секции; 2 - телескопический вал для соединения с валами турбиной секции и шпинделя; 3 – корпус механизма искривления; 3 – вал механизма искривления;4 – плоскостной шарнир с наклонно цилиндрической поверхностью; 5 – втулка с наружной сферической поверхностью; 6 - поршень; 7 – возвратная пружина; 8 – уплотнительная манжета; 9 – центратор корпуса шпинделя турбобура.

6.1.1.3. Редукторные турбобуры-отклонители

В основу конструкции редукторного турбобура положен агрегатный метод соединения машин. Редукторный турбобур состоит из трёх основных узлов: турбинной секции, маслонаполненного редуктора и шпинделя (рис. 6.17).

Варианты компоновки редукторных турбобуров собирают непосредственно на буровой в зависимости от технологических требований строительства скважины.

Высокая прочность планетарного редуктора позволяет в зависимости от горно-геологических условий бурения компоновать редукторный турбобур одной или несколькими турбинными секциями различных типов, одним или несколькими редукторами с различным передаточным числом, шпинделем или шпиндель-редуктором. Также можно присоединять керноотборный инструмент или отклонитель для бурения наклонного участка ствола скважины. Редуктор турбобура (см. рис. 6.17) включает корпус 1 двухрядную зубчатую планетарную передачу 2 с косозубым зацеплением Новикова, способная передавать момент силы более 10 кН*м, входной 3 и выходной 4 валы с несущими опорами (в качестве которых используются мощные роликовые подшипники, установленные с возможностью компенсации перекосов), соединяющие передачу с валами турбинной секции и шпинделя посредством соединительных муфт. В редукторе предусмотрено предохранение планетарной передачи от перегрузок и влияния интенсивных колебаний момента силы на долоте, а также систему маслозащиты, включающую уплотнение торцевого типа и лубрикатор, предназначенный для компенсации возможных утечек смазочного материала в процессе эксплуатации и стабилизации давления в маслонаполненной полости редуктора.

Для наклонного и горизонтального бурения разработаны редукторные турбобуры следующих типов [1].

ТРМЗ-195 — турбобур с уменьшенной длиной редуктора-шпинделя и короткой турбиной, предназначенный для бурения горизонтальных скважин и искривленных участков наклонно направленных скважин, проектный профиль которых имеет средний радиус искривления.

В турбобуре ТРМЗ-195 гидравлическая нагрузка от турбины передается через водила планетарных передач на выходной вал и уравновешивает нагрузку от долота. Канал для промывочной жидкости в редукторной вставке выполнен периферийным. Редукторный шпиндель типа РМЗ-195 имеет две ступени планетарной передачи с общим передаточным числом I=13.62. Турбинная секция содержит 40 ступеней высокооборотной турбины 17/18-195 или 15/18-195ТЛ. В качестве осевых опор применены упорные роликовые подшипники (с цилиндрическими роликами увеличенного диаметра).

ТР-195СТ — турбобур в термостойком исполнении с механизмом фиксации вала для бурения сверхглубоких скважин при температуре до 300°С и давлении до 250 МПа. Фиксирующий механизм вала позволяет осуществлять бурение при вращении бурильной колонны «вправо» ротором буровой установки. Максимальный крутящий момент, передаваемый фиксирующим устройством, долоту составляет 20 кН*м.

ТРОЗ-195М — редукторный турбобур предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 212.7-215.9 мм. Благодаря применению планетарной передачи необходимый вращающий момент на выходе вала достигается при кратном уменьшении длины турбобура. Турбинная секция включает высокооборотную и высокомоментную турбину турбобура типа ЗТСША-195ТЛ. Малая длина шпинделя позволяет эффективно управлять траекторией бурения. Универсальность турбобура заключается в том, что он одинаково эффективен по сравнению с обычными турбобурами при бурении как прямолинейных, так и искривленных участков скважины. Это дос-

тигается путём смены переводника с различным углом перекоса от 0.5 до 2° между шпинделем и редуктором непосредственно на буровой в зависимости от технологических задач.

Технические параметры турбобура типа ТРОЗ-195М приведены в табл. 6.9.

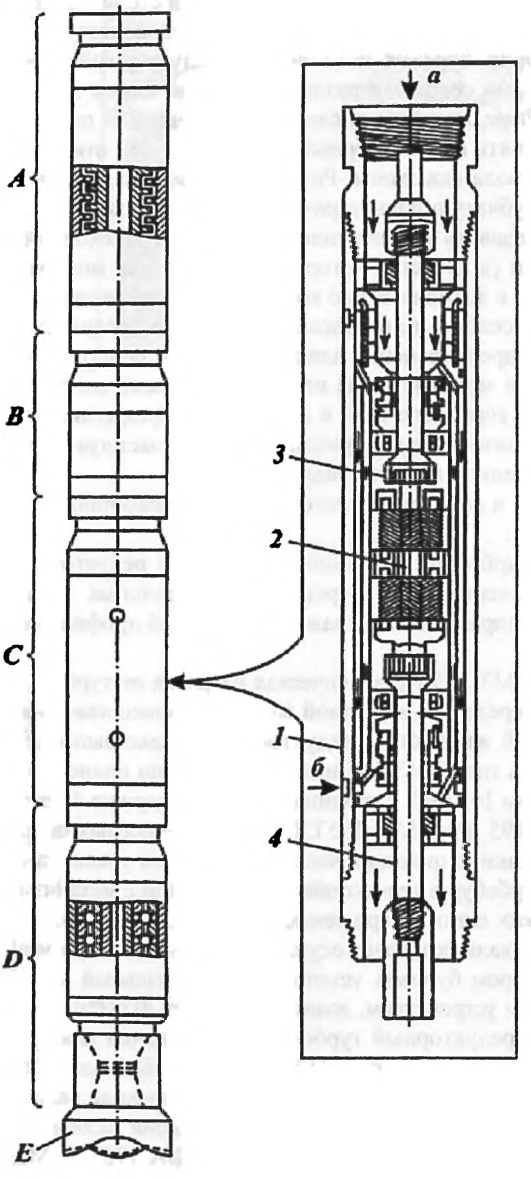


Рис. 6.17. Схема турбобура с маслонаполненным редуктором-вставкой. А – турбинная секция; В, D – опорные узлы; С – редуктор вставка; Е – породоразрушающий инструмент.

ТАБЛИЦА 6.9

Показатель	Тип редукторного турбобура					
	ТРЗ-120Т	ТРО-127	ТР1-127	ТРО2-178	ТРО3-195М	ТРЗ-240
Диаметр, мм	122	127	127	178	195	240
Длина, мм	5570	6105	9385	8890/9277	14340	9647
Масса, кг	420	420	580	1700/1800	2600	2400
Рекомендуемый диаметр долота, мм - минимальный	146	146	146	212.7	212.7	269.9
- максимальный	171.4	171.4	171.4	215.9	215.9	444.5
Передаточное число редукторов - с одной планетарной передачей	3.5		3.5	7.3	3.69	
- с двумя планетарными передачами	12.6	12.6		14.89		12.86
Тип турбинных секций (количество ступеней)	21/10-120 (36-90)	21/10-120 (36)	21/10-120 (110)	18/18-172-29 ТРО2-178 (113)	21/16-195ТЛ (113)	А9ПЗ-ТЗ (42)
Расход промывочной жидкости, л/с	10-14	10-12	10-12	28-32/27-29	29-32	32-40
Вращающий момент на выходном валу редуктора, кН·м: - с одной планетарной передачей	2.4-3.2		2.1-3.0	7.4-9.7	7.1-9.2	
- с двумя планетарными передачами	2.4-3.4	2.45-3.5		8.5-9.8		14.8-23.3
Частота вращения выходного вала редуктора, об/мин: - с одной планетарной передачей	925-1080		385-462	216-247	350-400	
- с двумя планетарными передачами	214-256	112-135		160-175		133-166
Максимальная мощность, кВт	10-69	11-18	31-53	65-100/32-40	65-96	51-100
Перепад давления в турбобуре, МПа	2.3-8.5	1.8-2.6	5.5-7.5	4.0-5.3/3.2-3.7	4.2-5.4	3.8-6.4
Диапазон углов искривления, град.	0-1.5	0-3.0	0-1.5	0-3.0	0-2.0	0-2.0
Присоединительная резьба (ГОСТ 28487) - к бурильным трубам	3-88	3-88	3-88	3-147	3-147	3-171
- к долоту	3-88	3-88	3-88	3-117	3-117	3-152

Редукторный маслонаполненный шпиндель типа РШЗ-240 представляет собой отдельный узел, присоединяемый на буровой к турбинной секции взамен серийного шпинделя. Включает планетарную передачу, ведущий и ведомый валы с системой маслозащиты, осевые и радиальные опоры. При необходимости, на его корпусе устанавливается лопастной спиральный стабилизатор. Соединение ведущего вала редуктора с валом турбинной секции осуществляется с помощью конусно-шлицевой муфты. Обычно с редукторным шпинделем используется одна турбинная секция турбобура ЗТСШ1-240 или А9Ш. Для привода энергоемких долот и малых расходах промывочной жидкости может быть собрана компоновка редукторного турбобура с двумя турбинными секциями.

ТРЗ-240 является универсальным гидравлическим забойным двигателем для бурения скважин диаметром 269.9 - 445 мм. Турбобур может использоваться для бурения прямых и искривленных участков профиля скважин, что обеспечивается малой длиной турбобура и установкой между турбинно-редукторной и шпиндельной секциями сменного переводника, который может быть прямым или искривленным с углом перекоса осей резьб до 2°.Технические характеристики этих турбобуров приведены в табл. 6.9.

Применение редукторного турбобура позволяет изменять мощность, момент силы и частоту вращения выходного вала непосредственно на буровой путем изменения числа секций турбин, смены или последовательного соединения нескольких редукторов с различными передаточными числами.

Редукторные турбобуры типов ТР2-120FL, и ТРЗ-120Т - конструкция основана на сочетании высокооборотной повышенной энергоемкости турбины с частотой вращения до 3000—4000 об/мин и планетарной передачи, что позволяет получить требуемые энергетические параметры для привода шарошечных, алмазных долот истирающего и режуще-истирающего типа.

Турбобур представляет собой соединенные искривленным переводником турбинно-редукторную и шпиндельную секции. В верхней секции размещены ведущий вал с 90 ступенями турбины, планетарные передачи, система маслозащиты и опорный узел. Твердосплавные радиальные опоры обеспечивают надежную работу конструкции в условиях повышенных частот вращения и абразивной среды бурового раствора. В шпиндельной секции установлены радиальные опоры, многорядный осевой подшипник и нижнее торцевое уплотнение, замыкающее маслонаполненную камеру. Передача вращения от планетарной передачи на вал шпинделя осуществляется торсионным валом, допускающим перекос до 1.5°. Все узлы редуктора и шпинделя работают в масляной среде одной маслонаполненной камеры. Для уменьшения утечек промывочной жидкости между валом шпинделя и корпусом на валу шпинделя устанавливается твердосплавная радиальная опора увеличенной длины.

Благодаря малой длине шпиндельной секции, редукторный турбобур ТР2-120FL может использоваться для направленного бурения комбинированным способом – в режиме вращения ротором бурильной колонны и её скольжении без вращения.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типов ТР2-120FL и ТРЗ-120Т приведены в табл. 6.10.

Редукторные турбобуры типов ТР2-120Г и ТРЗ-120Г предназначены для забуривания и бурения боковых стволов, проводки наклонных и горизонтальных интервалов глубоких скважин шарошечными и безопорными долотами диаметром от 151 до 158.7 мм с промывкой буровым раствором в условиях высоких температур.

Турбобуры типа ТР2-120Г и ТРЗ-120Г разработаны из условий применения высокооборотной энергонасыщенной турбины с частотой вращения до 3000-4000 об/мин и одной или двух ступеней планетарной передачи. Это позволяет получить требуемые энергетические параметры для привода шарошечных и алмазных долот и бурголовок.

Турбобур состоит из соединенных искривленным переводником турбинно-редукторной и шпиндельной секций. В верхней секции размещены ведущий вал с 40-90 ступенями турбины, планетарные передачи, система маслозащиты и опорный узел. Твердосплавные радиальные опоры обеспечивают надежность работы двигателя в условиях повышенных частот вращения и абразивной среды бурового раствора. В шпиндельной секции размещены радиальные опоры, многорядный осевой подшипник и торцовое уплотнение, герметизирующее нижнюю часть маслонаполненной камеры. Передача вращения от планетарной передачи осуществляется через торсионный вал, допускающий перекос до 2°. Все узлы редуктора и шпинделя работают в масляной среде единой маслонаполненной камеры. Для уменьшения утечек бурового раствора через ниппельную часть нижняя радиальная опора выполнена с увеличенной длиной.

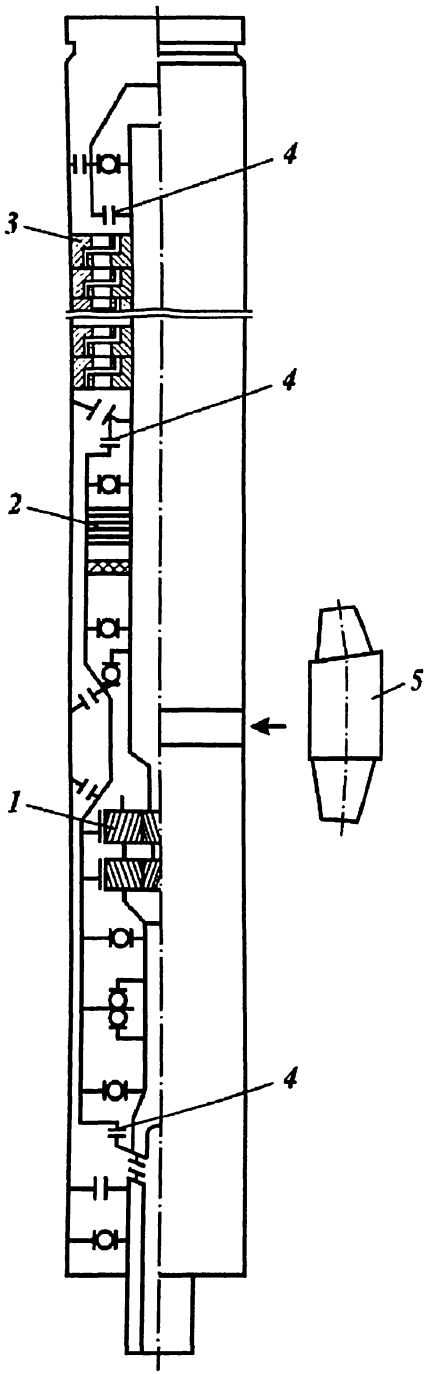
ТАБЛИЦА 6.10
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ РЕДУКТОРНЫХ ТУРБОБУРОВ ТР-120FL И ТРЗ-120Т

Показатель	Тип турбобура	
	ТР-120FL	ТРЗ-120Т
Диаметр, мм	122/127	122/122
Длина турбинно-редукторной секции + шпиндель, мм	5991+1634	4000+1570
Масса, кг	550	420
Рекомендуемый диаметр долота, мм - минимальный - максимальный	146.0 171.4	146.0 171.4
Передаточное число планетарной передачи (число планетарных передач)	3.5 (1)	12.6 (2)
Тип турбинной секции	21/10-120	21/10-120
Расход промывочной жидкости, л/с	12-14	10-12
Вращающий момент на выходном валу редуктора, Н*м	3400	3400
Вращающий момент на выходном валу редуктора в тормозном режиме, Н*м	925-1080	2365-3400
Частота вращения выходного вала редуктора в режиме холостого хода, об/мин	530-618	214-250
Максимальная мощность, кВт	44-69	10-17
Перепад давления в турбобуре, МПа	6.2-8.5	2.3-3.7
Диапазон углов искривления, град.	0-1.5	0-1.5
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	50
Предельная температура, °С	250	250

Благодаря сравнительно небольшой длине шпиндельной секции редукторные турбобуры типов ТР2-120Г и ТРЗ-120Г могут быть использованы при проводке тангенциальных и искривленных интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин в режиме скольжения или вращения бурильной колонны.

Конструкции турбобуров прошли успешные испытания при бурении глубоких наклонных и горизонтальных скважин в России и Германии.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типов ТР2-120Г и ТРЗ-120Г приведены в табл. 6.11.



Короткий редукторный турбобур предназначен для бурения наклонных и горизонтальных скважин различного назначения (рис. 6.18).

В отличие от существующих турбобуров в нем применена специальная высокоскоростная турбина с планетарной передачей с передаточным отношением 1/6, что позволяет за счет редуцирования оборотов и мощности многократно снизить длину турбинной секции по сравнению с современными турбобурами. При этом все опорные узлы вала работают в масляной среде. Надёжность маслозащиты обеспечивается благодаря созданию постоянного перепада давления с помощью масляного насоса на вращающиеся уплотнения валов. Предохранительное устройство предупреждает об израсходовании масла в системе из-за возникших утечек. Для бурения наклонных и горизонтальных скважин данный турбобур комплектуется регулируемым искривленным переводником, позволяющим устанавливать перед спуском турбобура в скважину требуемый угол перекоса секций. Термостойкий вариант турбобура позволяет бурить высокотемпературные скважины с забойной температурой до 300°С.

Рис. 6.18. Короткий редукторный турбобур. 1 – планетарная передача; 2 – насос масляный; 3 - высокоскоростная турбина; 4 – уплотнения валов; 5 - искривленный переводник (механизм искривления)

ТАБЛИЦА 6.11
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ РЕДУКТОРНЫХ ТУРБОБУРОВ ТР2-120Г И ТР3-120Г

Показатель	Тип турбобура	
	ТР2-120Г	ТР3-120Г
Диаметр, мм	122/127	122/127
Длина турбинно-редукторной секции + шпиндель, мм	3770+1650	5350+1630
Рекомендуемый диаметр долота, мм - минимальный - максимальный	151.0 158.7	151.0 158.7
Число планетарных передач	1	2
Расход промывочной жидкости, л/с	10-14	8-12
Вращающий момент на выходном валу редуктора в тормозном режиме, Н*м	1550-3040	1470-3310
Максимальный вращающий момент на выходном валу редуктора, Н*м	3400	3400
Частота вращения выходного вала редуктора в рабочем режиме, об/мин	385-538	100-150
Перепад давления в турбобуре, МПа	3.1-7.0	2.3-3.7
Диапазон углов искривления, град.	0-2.0	0-2.0
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	50
Предельная температура, °С	250	250

6.1.1.4. Электробуры-отклонители

Возможность применения электродвигателя для привода забойного породоразрушающего инструмента впервые была высказана более ста лет назад в России русскими инженерами В.И. Деловым и Беккендорфом, но только в 1937-1940 г.г. советскими инженерами А.П. Островским, Н.В. Александровым, Н.Г. Григоряном, А.Л. Ильским, Ф. Н. Фоменко и др. была разработана конструкция электробура, нашедшего применение в нефтегазовой отрасли.

В 1940 г. в Баку электробуром пробурена первая скважина. В 1951-1952 г. в Башкирии по предложению А.А. Минина, А.А. Погарского и К.А. Чефранова при бурении нефтяной скважины впервые применили электробур знакопеременного вращения для гашения реактивного момента, который спускался в скважину на гибком электрокабелеканате. Последующие опытно-конструкторские работы позволили значительно модернизировать электробур по сравнению с первыми образцами: была создана безредукторная машина, мощность на валу электробура была увеличена в 2-3 раза (от 70 до 120÷230 кВт) и наряду с этим уменьшен наружный диаметр. Серийное производство электробуров в нашей стране налажено с 1956 г. Конструктивная схема электробуров первых серийных выпусков в основном сохранена и в современных электробурах.

Развитию и совершенствованию отечественного электробурения способствовали целеустремленные усилия учёных ВНИИБТ (Б.И. Абызбаев, В.И. Курепин, Б.В. Байдюк), поддержанные Н.К. Байбаковым, и специалистов-энтузиастов в производственных объединениях (С.И. Кувыкин, С.И. Чепурной, П.И. Манзюк, Н.М. Ризванов, А.М. Байков, З.М. Шахмаев, В.И. Халявкин, Р.А. Юсупов, М.Д. Хуснутдинов, Н. Гибадуллин и др.), преданных электробурению и глубоко убежденных в его высокой эффективности.

Основные преимущества электробурения, подтверждающие технологическую и экономическую целесообразность применения при разработке нефтяных месторождений, по сравнению с бурением роторным способом и гидравлическими забойными двигателями заключаются в следующем:

- энергетическая характеристика электробуров не зависит от качества и параметров промывочного агента, что позволяет осуществлять бурение на рациональных режимах;

- за счёт более полного использования гидравлической мощности улучшаются условия очистки забоя скважины, повышается механическая скорость бурения, и проходка на долото;

независимость энергетической характеристики электробура от количества и свойств промывочной жидкости позволяет полностью использовать возможности гидромониторного эффекта;

- электробуры дают возможность бурить в условиях поглощения промывочной жикости с применением специальных растворов (на нефтяной основе, дизтопливе, с волокнистыми наполнителями, с очисткой забоя воздухом, азотом и пенами);

- используемая при электробурении проводная связь обеспечивает передачу информации с забоя о положении ствола скважины и технологических параметров в реальном масштабе времени и глубин. Кроме того, возможен контроль за проходимыми горными породами (каротаж скважины) в процессе бурения, что очень важно для геологической информации. При этом данные в неограниченном объёме могут передаваться независимо от вида и параметров промывочного агента. В этом отношении система электробурения имеет значительные преимущества перед телеметрическими системами с гидравлическими или электромагнитными каналами связи;

- электрический канал передачи энергии позволяет передать на двигатель электробура, находящийся на больших глубинах и в сильно искривленных стволах скважины, мощности, недоступные для гидравлических забойных двигателей;

- электробуры имеют наибольшую удельную мощность на единицу длины двигателя, а, следовательно, и наибольшую мощность по сравнению с гидравлическими забойными двигателями;

- не требуется установка специальных датчиков, так как нагрузка на долото контролируется по величине крутящего момента электродвигателя, поэтому сам электробур выполняет функции датчика, реагирующего на все изменения и отклонения при бурении, что позволяет оперативно осуществлять решение задач по оптимизации и автоматизации процесса бурения. Изменение момента на долоте при бурении мгновенно отражается на изменении величины тока и мощности электробура, что даёт возможность наблюдать по амперметру за нагрузкой на долото, определять характер его работы, устанавливать степень износа опор и вооружения долота, своевременно принимать меры по предупреждению аварий с долотом;

- меньшая вероятность аварий и осложнений, повышается качество проводки ствола скважины, улучшаются экологические условия.

К недостаткам электробура относятся: усложнение наземного и забойного оборудования и бурильной колонны, высокая стоимость забойного двигателя, ограниченный срок межремонтной работы вследствие недостаточной износостойкости уплотнительных сальников самого электробура и недостаточной надежности системы токоподвода, необходимость в специальной ремонтной службе, более высокие требования к квалификации обслуживающего персонала.

Современный электробур представляет собой забойную машину, состоящую из электродвигателя и шпинделя. Для уменьшения скорости вращения вала между электродвигателем и шпинделем может быть установлен редуктор-вставка.

Параметрический ряд электробуров состоит из шести диаметров: 164, 170, 185, 215, 240 и 290 мм. Длина электробуров колеблется от 10 до 14 м. Обозначения электробуров, например, Э164-8: Э – электробур; 164 - диаметр корпуса в мм; 8 - число полюсов электродвигателя. В конце шифра могут стоять буквы М - модернизация и Р - электробур с редуктором-вставкой. Шпиндель обозначается как Ш164.

В электробуре применен маслонаполненный трехфазный асинхронный электродвигатель. Статор двигателя собран в цилиндрических корпусах, соединенных между собой на конических резьбах. В пазах статора заложена стержневая обмотка, верхние концы которой соединены с контактным стержнем, соединяющим её с системой токоподвода. Ротор двигателя выполнен секционным и многоопорным. Длина магнитопровода каждой секции в зависимости от диаметра двигателя принята в пределах 400-500 мм. Величина зазора между статором и ротором составляет 0.5-0.6 мм, что обеспечивает достаточную надежность работы двигателя с учетом начального эксцентриситета осей статора и ротора, износа подшипников и жесткости вала. Вал электродвигателя, имеющий по всей длине один диаметр, установлен на шарикоподшипниках, опирающихся непосредственно на расточки немагнитопроводных пакетов статора. Осевая опора ротора выполнена в виде двухрядных шариковых подшипников, установленных на нижнем конце вала, и рассчитана на усилие только от массы ротора. Нижний конец вала электродвигателя соединяется при помощи зубчатой муфты и шарнирной уплотняющей втулки с валом шпинделя или редуктора вставки. Внутренняя полость двигателя заполнена электрически нейтральным маслом.

Схема и конструкция электробура приведены на рис. 6.19 и 6.20. Техническая характеристика электробуров дана в табл. 6.12, а энергетическая характеристика – в табл. 6.13.

ТАБЛИЦА 6.12
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРОБУРОВ

Тип электробура	Резьба		Диаметр, мм	Общая длина, мм	Длина секции, мм	Длина шпинделя, мм	Масса, кг
	Вал	Муфта шпинделя					
Э 164-8М	З-117	З-133	164	12021	9195	1817	1650
Э 185-8М	З-121	З-147	185	12257	9350	1896	2050
Э 190-8М	З-117	З-147	190	12938	10480	1875	2200
Э 240-8М	З-152	З-171	240	13139	10000	2022	3600
Э 240-12	З-152	З-171	240	13550	10565	2565	3600
Э 290-12АМ	З-177	З-189	290	13362	10316	1857	4500

ТАБЛИЦА 6.13
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОБУРОВ

Тип	$N_Р$	Мощность, кВт	EJ, кН*м^2	Частота вращения вала, с$^{-1}$(об/мин)	Момент вращающий, кН*м		Осевая нагрузка, кН	Масса, т
					номин.	максим.		
Э 290-12		240	33250	7.6 (455)	5.10	11.00	350	5.10

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.13

Э 240-12		140	14600	7.5 (450)	3.00	6.50	350	3.20
Э 240-8М		210	14600	11.5 (690)	2.97	7.60	350	3.60
Э 190-8М		125		11.2 (675)	1.80	3.8	300	2.20
Э 190-8М	1.75	119		6.6 (400)	2.90	5.50	350	2.63
Э 190-8М	3.00	119		3.9 (233)	5.00	7.00	300	2.40
Э 190-8М	10.0	32		1.1 (70)	4.45	6.23	350	2.55
Э 185-8М		125		11.2 (676)	1.80	3.60	350	2.05
Э 164-8М		75		11.3 (685)	1.10	2.40	300	1.65

Примечание: N_P – передаточное отношение редуктора; EJ – жёсткость на изгиб

Маслонаполненный (смазочное масло) шпиндель служит для восприятия реакции забоя при создании нагрузки на долото. Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслонаполненный двигатель *А* и маслонаполненный шпиндель *Б* на подшипниках качения (рис. 6.19).

В корпусе электробура помещены пакеты магнитопроводной стали статора 6, они разделены пакетами немагнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора 7 с алюминиевой обмоткой насажены на полый вал двигателя 5. Ротор располагается в статоре с зазором 0.5-0.6 мм на сторону. Внутренняя полость двигателя заполняется сухим изоляционным маслом. От внешней среды внутренняя полость двигателя изолируется верхним 4 и нижним 8 сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещаются лубрикаторы двигателя 3 и сальника 2. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня 1 до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник.

Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. Снизу к двигателю присоединяется шпиндель (Б). В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках 10. Полый вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников. Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты 9, в месте соединения валов находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение 12. Шпиндель заполняется густым машинным маслом и оснащен лубрикатором 11. Избыточно давление лубрикатор создает за счет усилия сжатой пружины, которая давит на поршень, под которым находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т.е. диапазон изменения их частоты вращения довольно ограничен. В электробуре, вращающий момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения на вводе двигателя. Снижение напряжения приводит к заметному падению вращающего момента.

Буровой раствор проходит через электробур к долоту по центральному каналу в валах двигателя и шпинделя. С помощью лубрикатора поддерживается давление масла на 0.1-0.3 МПа больше давления раствора в скважине.

Электроэнергия к забойному двигателю подводится по секционированному кабелю, помещенному внутри бурильной колонны. Токоподвод может осуществляться по трех- или двухжильному кабелю. В последнем случае в качестве третьего провода используется бурильная колонна.

Эта система питания носит название «два провода - земля» (сокращенно ДПЗ). Система ДПЗ позволяет увеличить площадь сечения проходного канала в бурильной колонне и тем самым способствует снижению потерь давления при циркуляции промывочной жидкости по бурильной колонне.

Каждую кабельную секцию помещают в отдельной бурильной трубе и её концы закрепляют в трубе на опорах с втулками, обеспечивающими некоторое свободное проворачивание кабеля при соединении труб (рис. 6.21). В единую цепочку секции соединяют с помощью контактных элементов - контактного стержня на верхнем конце и контактной муфты на нижнем. Контактный стержень защищен от механических повреждений защитным стаканом. Соединение контактных элементов происходит автоматически при свинчивании бурильных труб, при этом контактный стержень входит в муфту с некоторым натягом, обеспечивающим герметичность соединения от проникновения бурового раствора.

Для монтирования секции электрокабеля используют специальные бурильные трубы типа ЭБШ с гладкопроходным сечением. Они выпускаются диаметром 140 и 114 мм с высаженными наружу концами. Трубы изготовляют из стали групп прочности Д и Е. Кабельный подвод электробура - одно из наиболее слабых звеньев системы. При загрязнении и недостаточной герметичности соединений секций омическое сопротивление изоляции снижается.

Частота вращения вала электробура от 440 до 750 об/мин. Для разбуривания большой группы горных пород мягких и средней твердости, особенно залегающих на больших глубинах, эти частоты вращения велики. Использованием одной или двух редукторных вставок с передаточным отношением 1 2 между электродвигателем и шпинделем удается повысить вращающий момент и снизить обороты в 2-4 раза при уменьшении мощности лишь на величину $N(1 - \eta)$, где N - мощность электродвигателя; η - КПД редуктора.

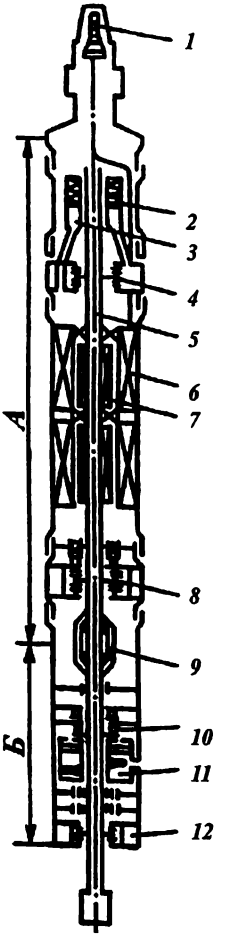


Рис. 6.19. Принципиальная схема электробура. 1 – контактный стержень; 2 – сальник; 3 – лубрикаторы двигателя; 4 – верхний сальник; 5 – вал; 6 - статор; 7 – пакеты ротора; 8 – нижний сальник; 9 – соединительная муфта; 10 – осевая опора шпинделя; 11 – лубрикатор шпинделя; 12 – сальниковое уплотнение шпинделя

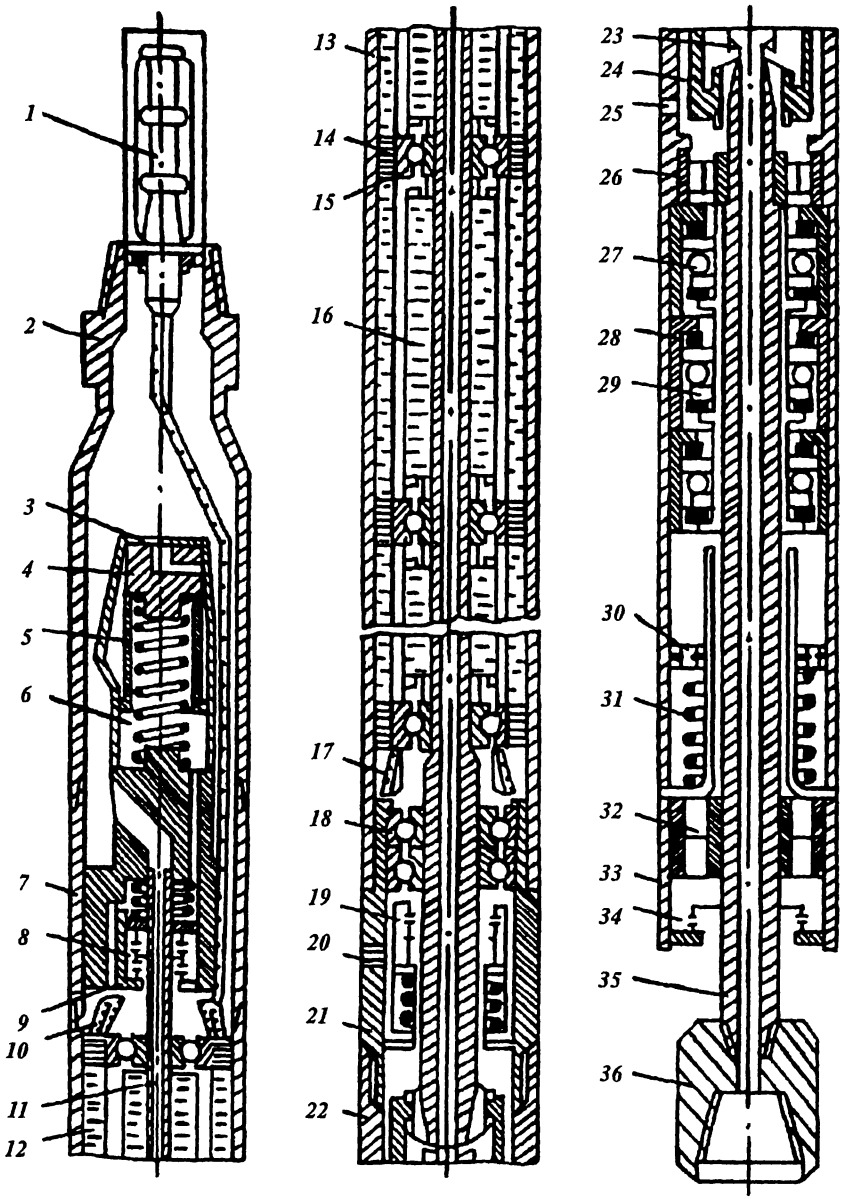


Рис. 6.20. Конструкция электробура. 1 - контактный стержень; 2 - переводник; 3 - резиновая диафрагма компенсатора двигателя; 4 - поршень компенсатора; 5 - пружина; 6 - цилиндр компенсатора; 7 - соединительный корпус двигателя; 8 - верхний сальник двигателя; 9 – верхний клапан двигателя; 10 - верхняя часть обмотки статора; 11 - вал двигателя; 12 - пакет магнитопроводной стали статора; 13 - корпус статора из немагнитопроводного материала; 14 - пакет немагнитопроводной стали; 15 – промежуточный подшипник двигателя; 16 - секция ротора двигателя; 17 - нижняя часть обмотки статора; 18 - нижний подшипник двигателя; 19 - нижний сальник двигателя; 20 - клапан; 21 - соединительный корпус; 22 - корпус шпинделя; 23 - втулка; 24 - зубчатая муфта; 25 - клапан; 26 - верхний радиальный подшипник; 27 - упорный подшипник; 29 - внутренняя обойма; 30 - поршень компенсатора шпинделя; 31 - пружина; 32 - нижний радиальный подшипник; 33 - пробка; 34 – сальник шпинделя; 35 - вал шпинделя; 36 - переводник на долото

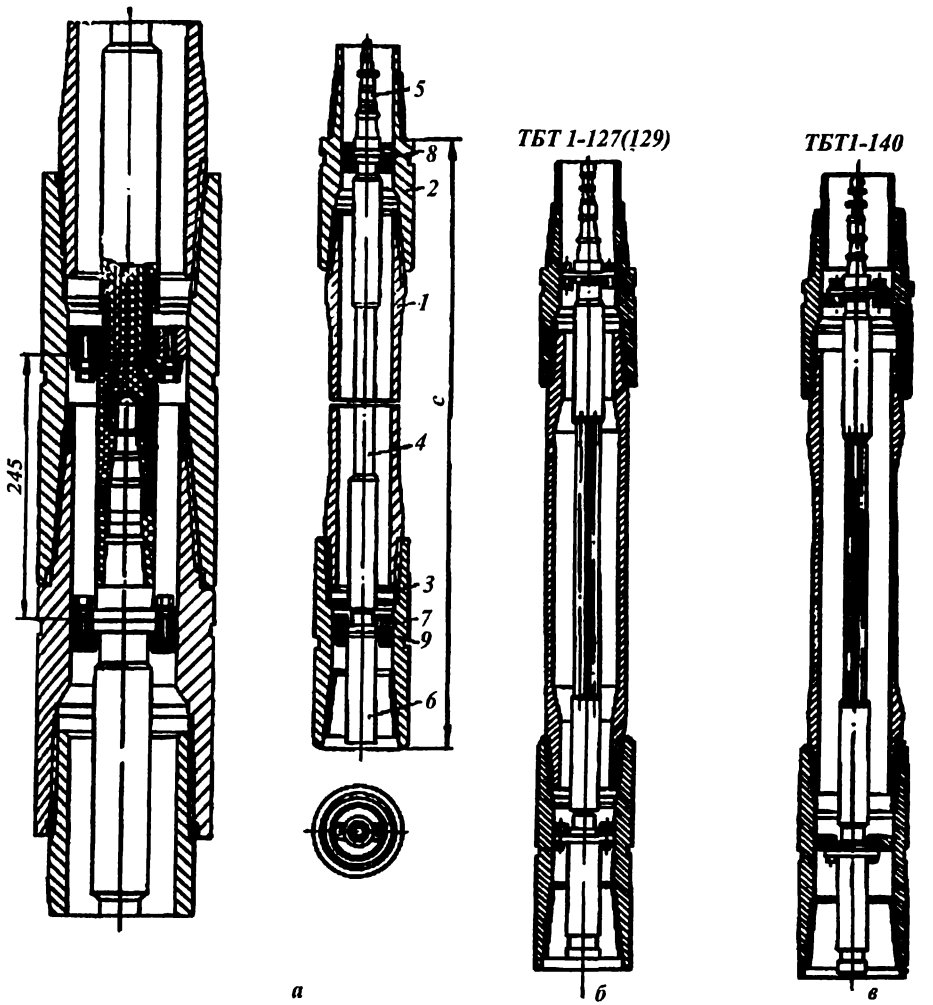


Рис. 6.21. Бурильные трубы для электробурения. а – с двухпроводной кабельной секцией; б - с токопроводом ТБТ1-127(129); в - с токопроводом ТБТ1-140; 1 – бурильная труба; 2 – ниппель замка; 3 – муфта замка; 4 – двухжильный шланговый кабель; 5 – двухконтактный стержень; 6 – двухконтактная муфта; 7 – сухарь; 8 – опора стержня; 9 – опора муфты

Мощность, реализуемая на долоте, может быть выражена через осевую нагрузку P на долото и удельный момент Mуд:

$$N_д = N_0 + M_{уд} \cdot P$$

где Nо - мощность на вращение долота при отсутствии осевой нагрузки.

Момент на долоте:

$$M_д = M_1 + M_{уд} \cdot P$$

где M - момент на долоте при отсутствии нагрузки.

Технические характеристики редукторов-вставок приводятся в табл. 6.14, 6.15.

ТАБЛИЦА 6.14
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ РЕДУКТОРА-ВСТАВКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОБУРА

Тип редуктора	Резьбовые соединения	Диаметр, мм	Длина (без ниппельной резьбы), мм	Масса, кг
РВ 164-10 МВ5	МК 150х5х1:32	164	1882	265
РВ 164-3 МВ5	МК 150х5х1:32	164	1582	195
РВ 185-3 МВ5	МК 168х6х1:16	185	2000	300
РВ 190-10 МВ5	МК 168х6х1:16	190	1810	354
РВ 240-2 МВ5	РТК 218х6.35х1:16	240	1720	400
РВ 240-3 МВ5	РТК 218х6.35х1:16	240	1824	420

ТАБЛИЦА 6.15
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕДУКТОРА-ВСТАВКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОБУРА

Тип редуктора	Переда-точное число	Частота вращения выходного вала, $с^{-1}$ (об/мин)	Номинальный момент, кН*м	Максимальная осевая нагрузка, кН
РВ 164-3 МВ5	3	3.740 (220)	3.30	250
РВ 164-10 МВ5	10	1.190 (70)	4.00	250
РВ 185-3 МВ5	3	4.080 (240)	5.40	300
РВ 185-10 МВ5	10	1.190 (70)	5.40	300
РВ 190-10 МВ5	2	1.270 (75)	5.40	300
РВ 240-2 МВ5	3	5.850 (345)	5.90	400
РВ 240-3 МВ5		4.250 (250)	8.85	400

Характеристика двигателя электробура представлена на рис. 6.22. Асинхронный двигатель длительное время может работать в режиме номинальной мощности $N_{ном}$ и в области $ny < ni < nx$ при моменте $M_{min} < M < M_{ном}$, где M_{min} - момент сопротивления в опорах двигателя, шпинделя, редуктора.

Изменяя осевую нагрузку на долото $0<P_1<P_{max}$, можно изменять частоту вращения и в более широких пределах: от n_i до n_{max}. Момент при этом также изменяется от $Mo+M_1$ до M_{max}. Двигатель электробура обладает большой перегрузочной способностью по мощности (до 50%), что позволяет без остановки вращения преодолевать резкие изменения нагрузок на долото при чередовании пород по твердости и неравномерной подаче. Поскольку мощность в цепи питания изменяется по мере увеличения или

уменьшения нагрузки и момента на долоте, при бурении электробуром удобно контролировать отработку долот, приводить различные исследования буровых долот и режимов бурения, оперативно определять и устанавливать оптимальный режим.

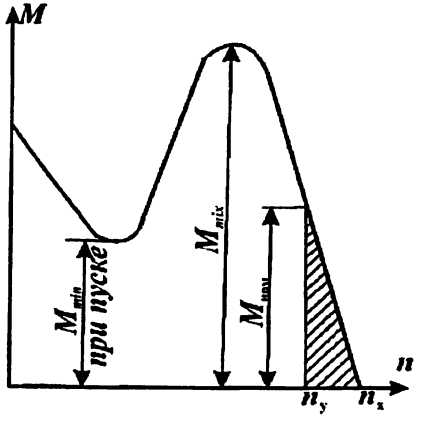


Рис. 6.22. Характеристика двигателя электробура

Помимо упомянутых преимуществ электробура, по сравнению с гидравлическими забойными двигателями, он обладает весьма значительным потенциалом в перспективе создания электродвигателя с регулируемой частотой вращения, так называемый вентильный электродвигатель (ВЭД), со схемой токоподвода "один провод - труба" [34].

В этом комплексе ВЭД позволит использовать стандартные бурильные трубы и применять на всем протяжении скважины технологически необходимые режимы бурения. В качестве редуцирующего элемента для снижения частоты вращения на первом этапе предполагается применение шаровинтового редуктора, последующее понижение числа оборотов долота на забое скважины производится автономным инвертором напряжения (АИН), который может быть установлен у пульта бурильщика. АИН позволяет снизить частоту вращения долота с 500 до 100 об/мин и ниже при постоянном значении крутящего момента.

Для бурения направленных скважин электробуром разработан механизм искривления (МИ), корпус которого выполнен искривленным, а валы двигателя и шпинделя электробура сопрягаются под некоторым углом за счет зубчатой муфты сцепления (рис. 6.23). Механизмы искривления изготавливаются в диаметре, соответствующим размерному ряду электробуров: МИ-164, МИ-170, МИ-185 с углом перекоса осей 1° и 1.5°; МИ-215 и МИ-240 — с углом перекоса 1°; 1.5° и 2°.

Типоразмеры механизмов искривления приведены в табл. 6.16, а технические данные – в табл. 6.17.

ТАБЛИЦА 6.16
ТИПОРАЗМЕРЫ МЕХАНИЗМОВ ИСКРИВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОБУРА

Тип механизма искривления	Угол искривления, град.
Одинарный механизм искривления	
МИ 164-1В5	1.0
МИ 164-1.5В5	1.5
МИ 185-1В5	1.0
МИ 185-1.5В5	1.5
МИ 240-1В	1.0
МИ 240-1.5В5	1.5
МИ 240-2В5	2.0
Двойной механизм искривления	
МИ 164-1-1В5	2.0
МИ 164-1-1.5В5	2.5
МИ 164-1-2В5	3.0
МИ 185-1-1В5	2.0
МИ 185-1-1.5В5	2 5
МИ 185-1-2В5	3.0
МИ 240-1-1В5	2.0
МИ 240-1-1.5В5	2.5
МИ 240-1-2В5	3.0

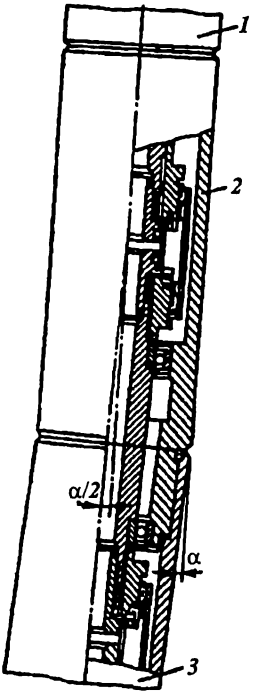


Рис.6.23. Механизм искривления электробура. 1 – электродвигатель; 2 – корпус МИ; 3 – шпиндель

ТАБЛИЦА 6.17
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ МЕХАНИЗМА ИСКРИВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОБУРА

Тип механизма искривления	Резьбовые соединения	Диаметр, мм	Длина (без ниппельной резьбы), мм	Масса, кг
МИ 164-1В5	МК 150	165	559	84
МИ 164-1.5В5	МК 150	165	559	84
МИ 185-1В5	МК 168	185	521	98
МИ 185-1.5В5	МК 168	185	521	98
МИ 240-1В5	РТК 218	240	529	167
МИ 240-1.5В5	РТК 218	240	592	167
МИ 240-2В5	РТК 218	240	592	167
МИ 164-1-1В5	МК 150	165		262
МИ 164-1-1.5В5	МК 150	165		262
МИ 185-1-1 В5	МК 168	185		290
МИ 185-1-1.5В5	МК 168	185		290
МИ 185-1-2В5	МК 168	185		290
МИ 240-1-1В5	РКТ 218	240		460
МИ 240-1-1.5В5	РКТ 218	240		460
МИ 240-1-2В5	РКТ 218	240		460

6.1.1.5. Винтовые двигатели-отклонители

Развитие гидравлических винтовых забойных двигателей (ВЗД) в последние десятилетия прошлого века тесно связано с появлением новых высокопроизводительных трёхшарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами. Для эффективной отработки таких долот потребовались низкие частоты вращения – от 60 до 300 об/мин (1–5 $с^{-1}$). Однако серийно выпускаемые быстроходные турбобуры не могли обеспечивать такой режим работы долота. Потребовалось создание новых забойных двигателей с низкой частотой вращения выходного вала и высоким вращающим моментом.

Французский инженер Р. Муано в 1930 г. получил патент на роторный винтовой насос, который стал родоначальником нового принципа объемных гидравлических машин. Винтовые двигатели, на основе насоса Муано представляют собой обращенный винтовой насос с однозаходным винтом. Они имеют характеристику, близкую к характеристике турбобуров, незначительно уступая им по мощности. Это в большей степени воплощение идеи Архимедова винта в новый объемный насос.

Первая конструкция объемного двигателя в СССР была предложена Г.А. Любимовым еще в 1932 г., однако она не нашла практического применения. Не были использованы в то время и ряд других подобных машин советских и зарубежных разработчиков.

В современных отечественных ВЗД применен многозаходной винтовой механизм, который одновременно является объемным двигателем и планетарным редуктором. Такой двигатель был впервые создан в 1966 г. в Пермском филиале ВНИИБТ М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д.Деркачём, Ю.В.Захаровым, А.М. Кочневым и др.

Большой вклад в развитие современных многозаходных конструкций ВЗД различного назначения внесли сотрудники ВНИИБТ П.И. Астафьев, Н.П. Безлепкин, Д.Ф. Балденко, М.Г. Бобров, А.В. Власов, В.В. Голдобин, У.А. Гюлизаде, В.А. Каплун, Ю.А. Коротаев, Н.Ф. Мутовкин, В.И. Молодило, Ю.Ф. Потапов, Ю.М. Сарапулов, В.И. Семенец, В.А. Хабецкая, А.В. Цепков, Т.Н. Чернова и др.

ВЗД широко и эффективно используются во многих нефтяных регионах нашей страны и за рубежом. Ротор и статор этого двигателя представляют собой как бы пару зубчатых колес внутреннего зацепления. Зубья расположены по винтовой линии, поэтому ротор можно рассматривать как многозаходной винт, а статор - как многозаходную гайку, имеющие разный шаг. Число зубьев (заходов) статора на один больше, чем у ротора. Ротор располагается в статоре и полностью разделяет входную и выходную полости двигателя. Буровой раствор, поступая под давлением в замкнутый объем, давит на поверхность ротора и заставляет его обкатывать поверхность статора, совершая при этом планетарное движение. При вращении ротора образуются и замыкаются камеры, через которые промывочная жидкость, как сквозь шлюзы, проходит через рабочую пару ВЗД (рис. 6.24). Вращающий момент через гибкий или карданный вал передаётся на вал шпинделя, который по назначению и устройству аналогичен шпинделю турбобура. Шпиндель имеет осевую многорядную опору, радиальную опору и сальниковое уплотнение для снижения утечек через опоры шпинделя.

Широкое применение ВЗД в качестве забойного привода долота объясняется следующими основными его преимуществами:

- отсутствие клапанных и золотниковых распределителей потока жидкости;
- трение в паре «ротор-статор» характеризуется в основном качением, так как в точках контакта рабочих органов имеют место только мгновенные скольжения;
- непрерывное изменение положения линии контакта ротора и статора позволяет потоку промывочной жидкости удалять абразивные частицы из рабочей пары.

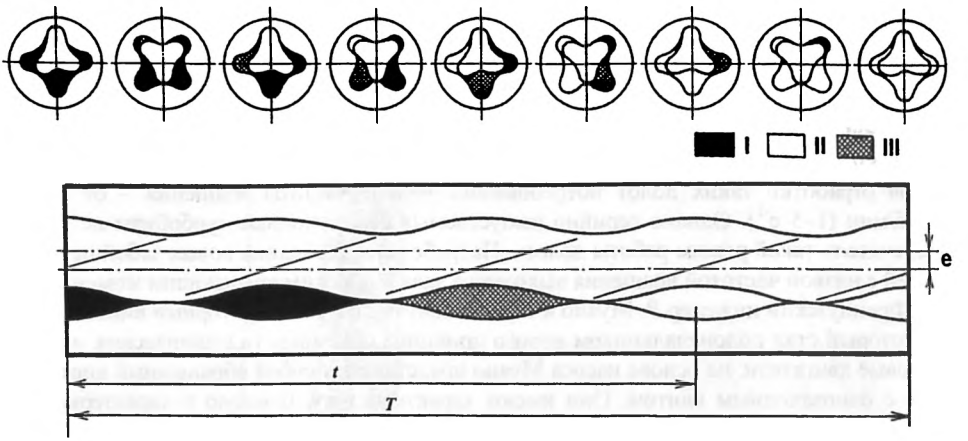


Рис. 6.24. Продольное и поперечное сечения рабочей пары ВЗД. I – область высокого давления; II – область низкого давления; III - шлюз

Необходимые условия для создания шлюзов в паре «ротор-статор» объемных двигателей следующие [5]:

- число зубьев или заходов статора Z_1 должно быть на единицу больше, чем число зубьев ротора Z_2;
- отношение шага T статора к шагу ротора t должно быть пропорционально отношению числа зубьев, т.е.

$$\frac{T}{t}=\frac{Z_1}{Z_2}. \tag{6.8}$$

Отношение $Z_2/Z_1=i$ кинематическое отношение механизма.

Зависимость рабочих параметров ВЗД от кинематического отношения представлена на рис. 6.25. Как следует из графика (рис. 6.25) винтовой механизм с многозаходным ротором выполняет роль двигателя и одновременно понижающего редуктора, передаточное число которого пропорционально заходности ротора.

Характеристика ВЗД существенно отличается от характеристики турбобура. Теоретически частота вращения ВЗД пропорциональна расходу промывочной жидкости и не зависит от вращающего момента. По мере роста перепада давления увеличивается крутящий момент на долоте:

$$M=\frac{\Delta P_{\text{д}}\cdot V\cdot\eta}{2\cdot\pi}, \tag{6.9}$$

где $\Delta P_{\text{д}}$ – перепад давления промывочной жидкости в ГВЗД;
V – объём полостей ГВЗД (рабочий объём)

Практически вследствие значительного трения и перетоков промывочной жидкости в рабочей паре вращающий момент не прямо пропорционален перепаду давления, а частота вращения несколько уменьшается по мере роста вращающего момента, но гораздо меньше, чем у турбобура. В объемном двигателе при повышении вращающего

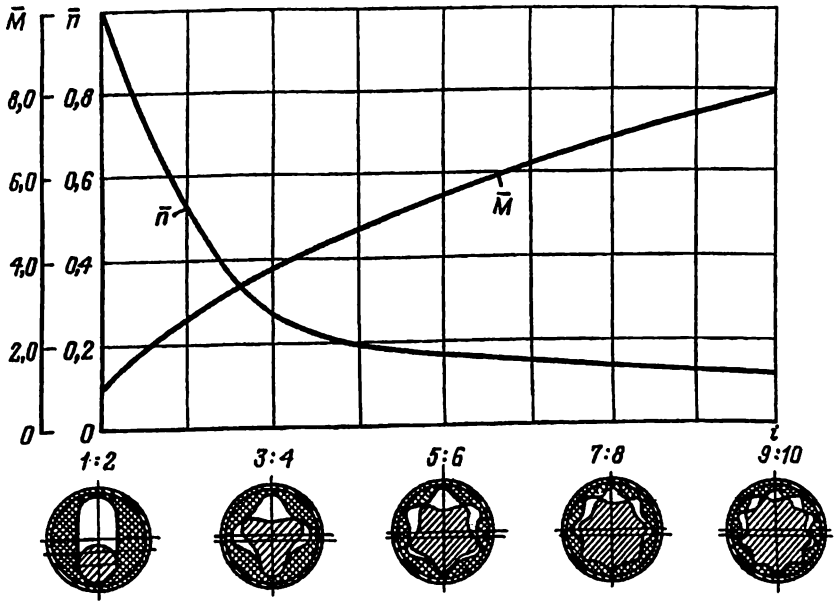


Рис. 6.25. Зависимость выходных параметров рабочей пары ГВЗД от передаточного соотношения роторного механизма

момента давление продолжает расти до тех пор, пока не сработает предохранительный клапан бурового насоса или промывочная жидкость, деформируя эластичный статор, не начнет проходить через камеры, образуемые ротором и статором. При этом снизится и частота вращения. Теоретически частота вращения соответствует выражению:

$$n = \frac{60 \cdot Q}{V}, \qquad (6.10)$$

где Q - подача промывочной жидкости, дм^3/с;
V - объем полостей рабочей пары ГВЗД, дм^3.

Энергия частично теряется на преодоление гидравлических сопротивлений, трение ротора о статор, трение в шпинделе, деформации резины статора. Поэтому общий начальный КПД в режиме максимальной мощности ГВЗД равен 48-55%. При этом мощность ВЗД:

$$N = \Delta P_д \cdot Q \cdot \eta . \qquad (6.11)$$

По мере износа контактирующих поверхностей статора и ротора характеристика ВЗД ухудшается. Поэтому одной из главных проблем является повышение износостойкости статора и ротора.

Идеальная и реальная характеристики ВЗД приведены на рис. 6.26.

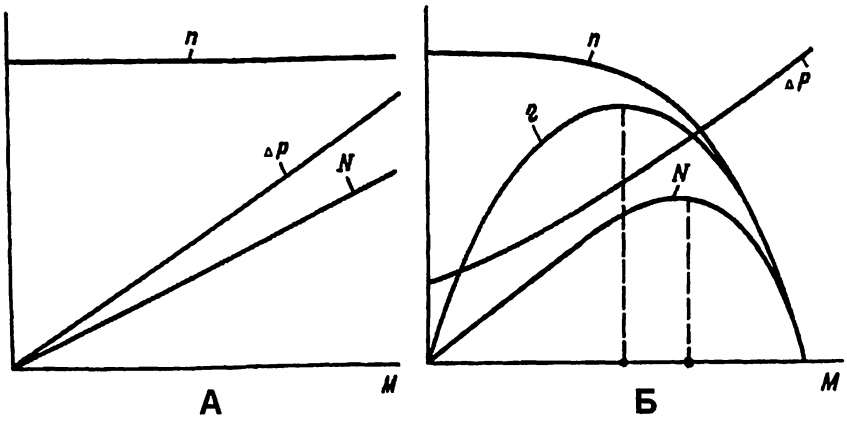


Рис. 6.26. Энергетическая характеристика ВЗД. А – идеальная; Б – реальная; n – частота вращения ротора; ΔР – перепад давления в ВЗД; N – мощность; η – КПД; М – крутящий момент

В идеальной объёмной гидравлической машине механическая характеристика $n=f$ (М) абсолютно жесткая, а перепад давления – пропорционален крутящему моменту(рис. 6.26А). Реальная характеристика ВЗД, в отличие от объёмных гидромашин других типов, существенно отличается от идеальной, построенной без учёта потерь (рис. 6.26Б).

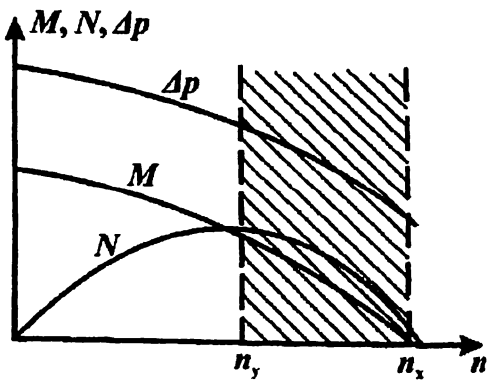


Рис. 6.27. Энергетическая характеристика ГВЗД (рабочая область заштрихована). ΔР – перепад давления на рабочей паре; М – вращающий момент; N – КПД; n_y, n_x – частота вращения ротора при оптимальном и холостом режиме соответственно

Различают четыре основных режима работы ВЗД: холостой (М=0), оптимальный (η=*max*), экстремальный (N=*max*) и тормозной (n = 0). Рабочий режим ВЗД принимается соответствующим экстремальному (максимальной мощности) или режиму максимально допустимого перепада давления (рис. 6.26Б). Оптимальный режим смещён влево по отношению к экстремальному. Обычно экстремальный режим, соответствующий условиям наиболее эффективному режиму разрушения забоя, расположен рядом с границей зоны устойчивой работы ВЗД, при достижении которой дальнейшее увеличение нагрузки приводит к остановке двигателя (рис. 6.27).

Для улучшения гидромеханической характеристики применяется статор, который имеет внутреннюю профилированную поверхность, покрытую эластичным материалом (рис. 6.28Б). При данном выполнении статора минимизируются перетоки промывочной жидкости в

камерах рабочей пары ВЗД, что позволяет создавать значительно больший вращающий момент по сравнению с рабочей парой, статор которой выполнен полностью из эластичного материала (рис. 6.28А). Такие винтовые забойные двигатели рассчитаны на бурение в условиях высоких крутящих моментов, например, при применении долот типа PDC.

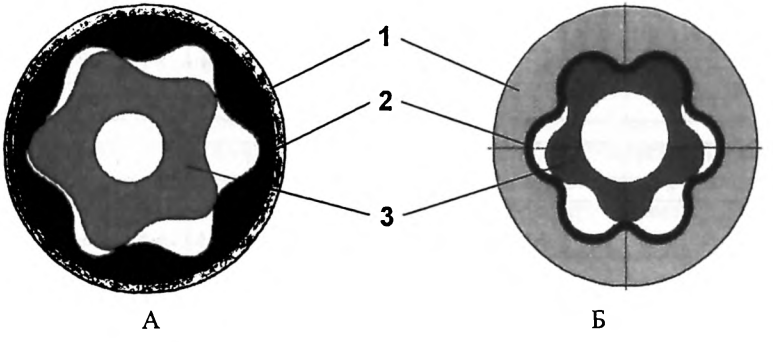


Рис. 6.28. Поперечное сечение рабочей пары винтового забойного двигателя.
1 – корпус; 2 – статор; 3 – ротор

Винтовые забойные двигатели для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин выполняются, как правило, в варианте двигателя-отклонителя с установкой между двигательной и шпиндельной секциями регулируемого механизма искривления, что даёт возможность изменения угла искривления от 0 до 3° непосредственно на буровой.

Большое значение для двигателя-отклонителя имеют параметры шпиндельной секции: длина нижнего плеча двигателя от долота до места искривления, жёсткость и износостойкость радиальных опор, расстояние от долота до нижней радиальной опоры. Специальные ВЗД для бурения горизонтальных скважин, имеют, как правило, укороченный шпиндель с усиленными радиальными опорами. Нижняя радиальная опора в современных ВЗД максимально приближена к долоту и выполняется в виде пары "металл-металл" с армированием сопряжённых поверхностей твёрдым сплавом. Верхняя радиальная опора выполнена резинометаллической с покрытием втулки твёрдым износостойким хромом. Шпиндель может оснащаться центратором.

В табл. 6.18 приведены технические и энергетические характеристики винтовых забойных двигателей-отклонителей типа ДШОТ [45].

ВЗД типа ДШОТ со шпинделями-отклонителями ШОТ и различными винтовыми рабочими парами предназначены для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с использованием промывочной жидкости плотностью до 1500 кг/см^3 при забойной температуре до 110°С.

Двигатели-отклонители типа ДШОТ состоят из рабочей пары и шпинделя, соединённых между собой искривленным переводником по корпусу. Ротор рабочей пары через торсион и специальный переходник, имеющий сверху гнездо под конус торсиона, а снизу конусно-шлицевую полумуфту, опирается на ответную полумуфту, выполненную на наружной поверхности сферического шарнира, являющегося частью шпинделя-отклонителя.

ТАБЛИЦА 6.18

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЗД ТИПА ДШОТ С РАЗЛИЧНЫМИ РАБОЧИМИ ВИНТОВЫМИ ПАРАМИ

Рабочая пара	Диамстр, мм	Длина, мм		Угол перекоса, град.	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, $с^{-1}$	Перепад давления на ВЗД, Мпа	Момент силы на валу, кН·м	Осевая нагрузка, кН
		общая, L	нижнего плеча, S		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ДШОТР-172 (178)													
Д5-172	172	5450	2400	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-244.5	25-35	1.5-1.8	5.0-7.0	5.2-7.0	200
Д6-172М	172	5950	2400	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-244.5	25-35	1.6-2.0	7.0-10.0	8.0-10.0	200
ДВ-176М	176	5950	2400	0-3	3-147	3-117	6/7	214.3-244.5	25-35	2.5-4.0	8.0-11.0	5.5-7.0	200
СД-178	178	6450	2400	0-3	3-147	3-117	7/8	214.3-244.5	25-35	2.4-3.4	6.0-12.0	8.5-11.7	200
Д3-176	176	6550	2400	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-244.5	25-35	1.4-2.0	8.0-11.0	10.0-12.0	200
ДВ4-176М	176	7150	2400	0-3	3-147	3-117	6/7	214.3-244.5	25-35	3.5-4.6	10.0-14.0	8.0-10.0	200
Д4-176.7/8	176	6370	1620	0-3	3-147	3-117	7/8	214.3-244.5	25-35	1.8-2.9	7.0-10.0	9.0-12.0	200
Д4-178.7/8.37	178	6850	2100	0-3	3-147	3-117	7/8	214.3-244.5	25-35	1.4-2.2	7.0-10.0	9.0-12.0	200
ДШОТ2-172 (178)													
Д5-172	172	5300	2490	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-244.5	30	1.5	5.0	7.0	200
ДВ-176М	176	5900	2490	0-3	3-147	3-117	6/7	214.3-244.5	30	2.9	7.0	6.2	200
ДШОТР -178	178	6500	2490	0-3	3-147	3-117	7/8	214.3-244.5	30	3.0	7.5	8.5	200
Д4-176	176	7200	1680	0-3	3-147	3-117	7/8	214.3-244.5	30	1.9	6.5	6.5	200
ДР-178.6 7.57	178	7200	1680	0-3	3-147	3-117	6/7	214.3-244.5	30	4.0	12.2	9.0	200
ДШОТ2-195													
Д2-195	195	4900	2340	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-269.9	30	1.7	6.1	6.1	250
Д5-195	195	5500	2340	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-269.9	30	1.7	8.5	9.0	250
Д-195.9/ 10.35	195	6100	2340	0-3	3-147	3-117	9/10	214.3-269.9	30	1.7	12.0	11.0	250
Д-195.7/ 8.60	195	7050	2340	0-3	3-147	3-117	7/8	214.3-269.9	30	2.2	10.5	10.0	250
Д-178.6/ 7.57	178	7050	2340	0-3	3-147	3-117	6/7	214.3-269.9	30	3.0	12.0	8.2	250

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.18

ДШОТ2-240													
Д1-240	240	6940	2750	0-3	РКТ-208	3-152	7/8	295.3-393.7	50	2.3	7.0	12.0	350
Д-240.5/6.50	240	7540	2750	0-3	РКТ-208	3-152	5/6	295.3-393.7	50	3.0	12.0	14.0	350

При значительной длине торсиона с шарниром он теряет устойчивость и через 40 - 50 часов работы может быть разрушен. В таких случаях следует установить стабилизатор торсиона, который может поставляться по специальному заказу.

Рабочая пара может не иметь торсион. В этом случае используется кардан, верхний шарнир которого соединён с ротором, а в качестве нижнего шарнира используется шарнир шпинделя ШОТ, соединённый с верхним шарниром через промежуточный вал.

Осевая опора шпинделя выполняется в трёх вариантах:

- резинометаллическая опора с утопленной резиной;
- шаровая опора качения в виде многорядного подшипника;
- комбинированная опора.

Искривленный переводник может быть изготовлен с любым углом перекоса осей в пределах от 0 до 3°. В рабочей паре установлено специальное кольцо, которое удерживает ротор в статоре, что позволяет осуществлять замену рабочей пары или шпинделя непосредственно на буровой.

Винтовые забойные двигатели типа ШОТР выполнены с механизмом искривления, который обеспечивает возможность изменения угла перекоса шпинделя и рабочей пары на буровой.

Для капитального ремонта скважин и бурения боковых стволов из эксплуатационных колонн диаметром 140 мм, 146 мм и 168 мм используют гидравлические ВЗД диаметром до 127 мм.

Для эффективной работы с вырезающим инструментом в большинстве современных ВЗД используются удлинённые винтовые рабочие пары "ротор-статор", позволяющие развивать большие моменты на выходном валу двигателя и мощность. Длина активной части статора (длина резиновой обкладки) двигательной секции диаметром 76; 106 и 127 мм составляет 2000 мм. Кроме повышенной мощности и крутящего момента применение удлинённых рабочих пар позволяет уменьшить контактные напряжения, снизить темп износа рабочих поверхностей, а также создаёт возможность отработки пар до бóльших зазоров.

Для расширения эксплуатационных возможностей, определяемых технологией бурения боковых стволов, в ВЗД могут применяться рабочие пары с различным кинематическим отношением (числом зубьев ротора и статора). Основное преимущество таких ВЗД – возможность в производственных условиях собирать двигатели с различной скоростью вращения.

Специальные технологические принадлежности ВЗД включают:

- опорные элементы (центраторы и децентраторы);
- калибраторы;
- корпусные шарниры (одна и две степени свободы);
- клапаны (обратный, циркуляционный и переливной).

В табл. 6.19 и 6.20 представлены технические характеристики ВЗД ведущих производителей и разработчиков.

Забойный двигатель ДШОТР-106 (ДШОТР-95/106) предназначен для фрезерова-

ния окна в обсадной колонне с помощью фрез-райбера и бурения долотами диаметром 120.6-151.0 мм с использованием промывочной жидкости плотностью до 1500 кг/см^3 при забойной температуре до 110°С.

Регулирование угла перекоса секций в пределах 0 - 3° производится непосредственно на буровой.

Осевая опора шпинделя выполняется в трёх вариантах:

- резинометаллическая опора с утопленной резиной;
- шаровая опора качения в виде многорядного подшипника;
- комбинированная опора.

Карданный вал включает два герметичных шарнира, работающих к консистентной смазке, эластичная манжета которых защищена от воздействия действия напора промывочной жидкости.

ТАБЛИЦА 6.19
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГВЗД ОАО "ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ"

Модель	Диаметр, мм	Длина, мм		Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота,	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, с$^{-1}$	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, Н×м	Макс. угол искривления, град.
		общая	шпинделя		корпус	вал							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Д1-54	57	1890		27	3-42	3-42	5:6	76-93	2.0-3.0	5.8-8.3	4.5-5.5	80-100	
ДГ-60	60	2300	1350	34	3-42	3-42	3:4	76- 98.4	1.0-2.0	3.0-6.0	4.5-5.5	70-100	1.5
ДГ-75	76	3820	1160	104	3-66	3-66	4:5	83	3.0-5.5	3.0-5.5	5.0-9.0	500-700	1.5
Д-85	88	3230		110	3-66	3-66	5:6	98.4-120.6	4.8	2.2	5.5	500	
Д1-88	88	3225	1450	110	3-66	3-66	5:6	98.4-120.6	4.5-7.0	2.7-5.0	5.8-7.0	800-950	0.5
ДО-88	88	3570	1450	85	3-66	3-66	5:6	112.0-120.6	5.0-7.0	3.0-5.0	5.8-7.0	400-600	3 (5)
Д-95	95	3035		106	3-76	3-76	5:6 (6:7)	120.6-139.7	6.0-10.0	2.0-3.3	4.5-6.0	600-900	
ДГ-95	95	2640	530	100	3-76	3-76	6:7	120.6-139.7	6.0-10.0	2.0-3.3	4.5-6.0	600-900	4
Д1-105	106	3740	1670	180	3-88	3-76	5:6	120.6-151.0	6.0-10.0	2.6-3.8	5.0-8.0	800-1400	1.5 (3)
ДГ-105	106	2355	825	120	3-88	3-76	6:7	120.6-139.7	6.0-10.0	2.8-4.0	5.0-8.0	600-1000	3 (5)
Д-106	106	4240		220	3-88	3-76	5:6	120.6-151.0	4.0-12.0	1.1-3.2	5.0-9.0	1000-2300	
ДО-106	106	5265	1450	270	3-88	3-76	9:10	120.6-151.0	4.0-12.0	1.1-3.2	5.0-9.0	1000-2300	3
Д-108	108	2900		150	3-88	3-88	7:8	120.6-151.0	6.0-12.0	1.3-2.5	3.5-5.5	800-1300	
ДК-108-1	108	5000		250	3-88	3-88	14:15	120.6-151.0	3.0-6.0	0.3-0.7	5.5-7.5	2000-2700	

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ДК-108-2	108	3000		150	3-88	3-88	7:8	120.6–151.0	6.0–12.0	1.3–2.5	3.5–5.5	800–1300	
ДК-108-3	108	3000		150	3-88	3-88	4:5	120.6–151.0	6.0–12.0	2.0–4.0	3.0–5.0	500–800	
ДГ-108	108	2565	620	130	3-88	3-88	7:8	120.6 и более	6.0–12.0	1.3–2.5	5.0–7.5	800–1300	3.5
ДР-120	120	6090	1995	400	3-102	3-88	6:7	139.7–165.1	10.0–20.0	2.1–4.2	6.0–10.0	2800-4700	3
Д1-127	127	5800	2135	402	3-101	3-88	9:10	139.7–158.7	15.0–20.0	3.3–4.3	5.5–8.5	2200–3000	1 (3)
ДГ-127	127 (136)	4780	1280	350	3-101	3-88	9:10	139,7–158,7	15.0–20.0	3.3–4.3	5.5–8.5	2200–3000	3
Д1-145	145	4670		418	3-117	3-88	7:8	165.1-190. 5	15.0-25.0	2.0-3.0	7.0-9.0	3000-5000	
ДР-145	145	6545	2352	640	3-117	3-88	7:8	165.1-190. 5	15-25	2.3-3.0	7.0-9.0	4000-5500	3
ОШ-145	172	3370		440				212.7-215.9	25-35	1.83		1500-3000	
ДГ1-172	172	4300	1695	540	3-147	3-117	6:7	212.7-215.9	25-35	2.5-4.0	7.0-9.5	4000-5000	3
Д5-172М	172	5830	2600	770	3-147	3-117	9:10	212.7-215.9	25-35	1.5-1.9	7.0-10.0	8000-10000	1 (3)
ДВ-176М	176-195	6500		870	3-147	3-117	6:7	212.7-215.9	25-35	2.5-4.0	8.0-11.0	5500-7000	
ДГ-176М	176-195	5275	1515	685	3-147	3-117	9:10	212.7-215.9	25-35	1.5-1.9	7.0-10.0	8000-10000	2.5
ДР-176М	176-195	5330	1705	780	3-147	3-117	9:10	212.7-215.9	25-35	1.5-1.9	7.0-10.0	8000-10000	2.5
ДР1-176	176	5800	2085	780	3-147	3-117	9:10	212.7-215.9	25-35	1.5-1.9	7.0-10.0	8000-10000	2.5
Д3-176	176	6400		910	3-147	3-117	9:10	212.7-215.9	25-35	1.4-2.0	8.0-11.0	10000-12000	
ДР3-176	176	7200	2800	1000	3-147	3-117	9:10	212.7-215.9	25-35	1.4-2.0	8.0-11.0	10000-12000	2.5
ДВР4-176	176	7700	2800	1080	3-147	3-117	7:8	212.7-215.9	25-35	1.2-1.7	7.0-10.0	9000-12000	2.5
ДВР3-176	176	7725	2800	1080	3-147	3-117	6:7	212.7-215.9	25-35	2.2-3.0	10.0-13.0	8000-10000	2.5
ДГ-195	195	6870	3040	1300	3-171 (3-147)	3-117	9:10	215.9-244.5	25-35	1.5-1.9	7.0-10.0	8000-10000	2.0
ДВ-195	195	6375		1080	3-171 (3-147)	3-117	6:7	215.9-244.5	25-35	2.5-4.0	8.0-11.0	5500-7000	
Д3-195М	195	7660		1260	3-171 (3-147)	3-117	9:10	215.9-244.5	25-35	1.4-2.0	8.0-11.0	10000-12000	
ДГ3-195	195	7900	3040	1400	3-171 (3-147)	3-117	9:10	215.9-244.5	25-35	1.4-2.0	8.0-11.0	10000-12000	1.5
ДР-195	195	7900	3200	1400	3-171 (3-147)	3-117	9:10	215.9-244.5	25-35	1.4-2.0	8.0-11.0	10000-12000	3

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.19

ДВ3-195М	195	85		1425	3-171 (3-147)	3-117	6:7	215.9-244.5	25-30	2.2-3.0	10.0-13.0	8000-10000	
Д1-240М	240	7228	3390	1842	3-171	3-152	7:8	269.9-295.3	30-50	1.2-2.2	6.0-8.0	10000-14000	1.0
ДЩ-240	240	7280	3160	1860	3-171	3-152	7:8	269.9-295.3	30-50	1.2-2.2	6.0-8.0	10000-14000	3.0
ДР-240	240	8160	3720	2040	3-171	3-152	7:8	269.9-295.3	30-50	1.2-2.2	6.0-8.0	10000-14000	3.0
ДГР4-240	240-270	7840	2315	1800	3-171	3-152	7:8	295.3-444.5	30-50	1.2-2.2	7.0-10.0	12000-16000	3.0

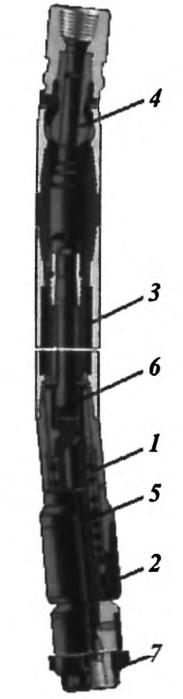


Рис. 6.29. Отклонитель шарнирный ОШ-172 на основе винтового забойного двигателя

Для проводки скважин по среднему радиусу кривизны при бурении долотами диаметром 215.9 мм конструкторами ВНИИБТ на основе винтового забойного двигателя разработан шарнирный отклонитель ОШ-172. Отличительными особенностями данного отклонителя по сравнению с обычными двигателями-отклонителями являются укороченные шпиндельная и рабочая секции, а также наличие верхнего корпусного шарнира.

Шарнирный отклонитель ОШ-172 (рис. 6.29) включает шпиндель с многорядным упорно-ради-альным подшипником 1 качения, зафиксированный ниппельной гайкой 2, рабочую пару 3 и расположенный над ней корпусной шарнир 4. Вал 5 шпинделя через шарнирное соединение 6 соединён с ротором рабочей пары 3. На валу 5 шпинделя установлен калибратор 7. Длина нижней секции ОШ-172 до точки искривления составляет 1.17 м, длина верхней секции – 2.2 м. Максимальный угол перекоса осей искривленного переводника составляет 3.5°. Рабочий вращающий момент 1.1-2.3 кН*м при допустимой осевой нагрузке 100 кН. Значительное уменьшение длины шпинделя и рабочей пары ОШ-172 по сравнению с типовыми двигателями-отклонителями позволяет осуществлять проводку ствола скважины по радиусу 40-60 м.

ТАБЛИЦА 6.20

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГВЗД ОАО "РАДИУС-СЕРВИС"

Модель		Диаметр, мм	Длина, мм			Масса, кг	Присоединительные резьбы		Заходность, ротор / статор	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения, об/мин	Момент силы на валу, кГм	Перепад давления, атм.	Угол искривления, град.
			общая	активная часть	до искривления		корпус	вал						
1		2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	11	13
Д-60РС		61	2626	1400		73	3-45	3-45	5:6	1-3	80-305	20	35	
Д-75РС		76	4160	2200	1062	92	3-66, 2 3/8 Reg	3-66, 2 3/8 Reg	4:5	3-5	100-250	80	78	0-1,5
ДОТ-85РС		88	2753	1160	1176	100	3-66, 2 3/8 Reg	3-66, 2 3/8 Reg	9:10	3-7	100-330	70	66	0-3
ДРУ2-95РС	106	96	5687	3580	1347	250	3-76	3-76, 3-73	7:8	6-10	30-80	240	54	0-3
	106	96	5332	3300	1347	240	3-76	3-76, 3-73	5:6	6-10	150-300	230	10	0-3
ДРУ4-95РС	106	96	6000	3580	1444	261	3-76, 3-73	3-76	4:5	6-10	30-130	180	60	0-3
	106	96	6000	3580	1444	270	3-76, 3-73	3-76	7:8	6-10	30-80	240	54	0-3
ДРУ4-95РС	106	96	5714	3300	1444	265	3-76, 3-73	3-76	5:6	6-10	150-300	230	105	0-3
Д1-105РС		106	349	1800		200	3-88	3-76	5:6	6-10	100-230	150	68	
ДОТ1-106РС		106	3777	1800	1417	200	3-88, 3-86	3-76	5:6	6-10	100-230	150	68	0-3
		106	4277	2300	1417	240	3-88, 3-86	3-76	6:7	6-12	70-200	200	80	0-3
		106	4277	2300	1417	240	3-88, 3-86	3-76	7:8	6-12	60-1 0	245	60	0-3
		106	4277	2300	1417	240	3-88, 3-86	3-76	9:10	6-12	35-100	245	40	0-3
ДРУ-106РС		106	4064	1800	1593	230	3-88, 3-86	3-76	5:6	6-10	100-230	150	68	0-3
		106	4564	2300	1593	270	3-88, 3-86	3-76	6:7	6-12	70-200	200	80	0-3
		106	4564	2300	1593	27	3-88, 3-86	3-76	7:8	6-12	60-160	245	60	0-3
		106	4564	2300	1592	270	3-88, 3-86	3-76	9:10	6-12	35-100	245	40	0-3
ДРУ-127РС		127	6874	4699	1523	480	3-101, 3-102	3-88	6:7	12-16	70-130	475	80	0-3
		127	4475	2300	1523	340	3-101, 3-102	3-88	9:10	12-16	80- 30	500	100	0-3
ДОТ1-127РС		127	7255	4699	1774	510	3-101, 3-102	3-88	6:7	12-16	70-130	475	80	0-3
		127	4858	2300	1774	370	3-101, 3-102	3-88	9:10	12-16	80-130	500	100	0-3

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.20

1		2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	11	13
ДРУ3-127РС		127	7355	4699	1674	560	3-101, 3-102	3-88	6:7	12-16	70-130	475	80	0-3
		127	4956	2300	1674	420	3-101, 3-102	3-88	9:10	12-16	80-130	500	100	0-3
ДЦ-127РС		12	5345	2300		420	3-101, 3-102	3-88	9:10	12-16	80-130	500	100	
ДОШ-172РС	195, 176	172	3220	1285	1190	440	3-147	3-117	9:10	25-35	45-80	275	25	0-2,5
Д-172РС	195	176	7459	3899		954	3-147	3-117	4:5	25-35	150-230	640	70	0-1.0
	195	176	6360	2800		796	3-147	3-117	6:7	25-35	160-255	890	120	0-1.0
	195	176	8360	4800		1224	3-147	3-117	6:7	25-35	135-225	1200	160	0-1.0
ДРУ-172РС	195	176	6887	3327		920	3-147	3-117	7:8	25-35	40-85	780	60	0-1.0
ДРУ-172РС	195	176	5860	2300		754	3-147	3-117	9:10	25-35	55-100	7 0	0	0-1.0
	195	176	6360	2800		801	3-147	3-117	9:10	25-35	80-120	1150	80	0-1.0
	195	176	6960	3400		871	3-147	3-117	9:10	25-35	70-110	1450	100	0-1.0
	195	176	8360	4800		1259	3-147	3-117	9:10	25-35	70-115	1550	90	0-1.0
	195	176	7566	3899	2406	993	3-147	3-117	4:5	25-35	150-230	640	70	0-2.5
	195	176	6140	2800	2406	814	3-147	3-117	6:7	25-35	160-255	890	120	0-2.5
	195	176	8140	4800	2406	1240	3-147	3-117	6:7	25-35	135-225	1200	160	0-2.5
	195	176	6994	3327	2406	954	3-147	3-117	7:8	25-35	40-85	780	60	0-2.
	195	176	5640	2300	2406	772	3-147	3-117	9:10	25-35	55-100	750	60	0-2.5
	195	176	6140	2800	2406	819	3-147	3-117	9:10	25-35	80-120	1150	80	0-2.5
	195	176	6740	3400	2406	889	3-147	3-117	9:10	25-35	70-110	1450	100	0-2.5
	195	176	8140	4800	2406	1275	3-147	3-117	9:10	25-35	70-115	1550	90	0-2.5
УДГС2-172Ш	195	176	7229	3899	2395	965	3-147	3-117	4:5	25-35	150-230	640	70	0-2.5
	195	176	6130	2800	2395	807	3-147	3-117	6:7	25-35	160-255	890	120	0-2.5
	195	176	8130	4800	2395	1235	3-147	3-117	6:7	25-35	135-225	12 0	160	0-2.5
	195	176	6657	3327	2395	931	3-147	3-117	7:8	25-35	40-85	780	60	0-2.5
	195	176	5630	2300	2395	765	3-147	3-117	9:10	25-35	55-100	750	60	0-2.5
	195	176	6130	2800	2395	812	3-147	3-117	9:10	25-35	80-120	1150	80	0-2.5

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл.

1		2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	11	13
	195	176	6730	3400	2395	882	З-147	З-117	9:10	25-35	70-110	1450	100	0-2.5
	195	176	8130	4800	2395	1270	3-147	3-117	9:10	25-35	70-115	1550	90	0-2.5
ДРУ-176РС		176	7219	3899	2385	965	3-147	3-117	4:5	25-35	150-230	640	70	0-2.5
		176	6120	2800	2385	807	3-147	3-117	6:7	25-35	160-255	890	120	0-2.5
		176	8120	4800	2385	1235	3-147	3-117	6:7	25-35	135-225	1200	160	0-2.5
		176	6647	3327	2385	931	3-147	3-117	7:8	25-35	40-85	780	60	0-2.5
		176	5620	2300	2385	765	3-147	3-117	9:10	25-35	55-100	750	60	0-2.5
		176	6120	2800	2385	812	3-147	3-117	9:10	25-35	80-120	1150	80	0-2.5
ДРУ-176РС		176	6720	3400	2385	882	3-147	3-117	9:10	25-35	70-110	1450	100	0-2.5
		176	8120	4800	2385	1270	3-147	3-117	9:10	25-35	70-115	1550	90	0-2.5
ДРУ-195РС		195	7606	4260	2450	1385	3-147	3-117	5:6	25-35	55-95	1000	60	0-2.5
		195	6146	2800	2450	1065	3-147	3-117	6:7	25-35	190-280	760	100	0-2.5
		195	8146	4800	2450	1395	3-147	3-117	6:7	25-35	140-225	1200	160	0-2.5
		195	6146	2800	2450	1075	3-147	3-117	7:8	25-35	80-140	830	70	0-2.5
		195	5646	2300	2450	1005	3-147	3-117	9:10	25-35	55-100	750	60	0-2.5
УД-195РС		195	6146	2800	2450	1080	3-147	3-117	9:10	25-35	80-120	1150	80	0-2.5
		195	6746	3400	2450	1165	3-147	3-117	9:10	25-35	65-115	1450	100	0-2.5
		195	8146	4800	2450	1425	3-147	3-117	9:10	25-35	75-120	1550	90	0-2.5
		195	7627	4260	2450	1335	3-147	3-117	5:6	25-35	55-95	1000	60	0-2.0
УД-195РС		195	6167	2800	2450	1015	3-147	3-117	6:7	25-35	190-280	760	100	0-2.0
		195	8167	4800	2450	1345	3-147	3-117	6:7	25-35	140-225	1200	160	0-2.0
		195	6167	2800	2450	1025	3-147	3-117	7:8	25-35	80-140	830	70	0-2.0
		195	5667	2300	2450	955	3-147	3-117	9:10	25-35	55-100	750	60	0-2.0
		195	6167	2800	2450	1030	3-147	3-117	9:10	25-35	80-120	1150	80	0-2.0
		195	6767	3400	2450	1115	3-147	3-117	9:10	25-35	65-115	1450	100	0-2.0
		195	8167	4800	2450	1375	3-147	3-117	9:10	25-35	75-120	1550	90	0-2.0

ТАБЛИЦА 6.21

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЗД ДШОТР- (95/106)

Рабочая пара	Диаметр, мм	Длина, мм		Угол перекоса, град.	Присоединительные резьбы		Заходность ротор: статор	Диаметр долота, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, $с^{-1}$	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, кН·м	Длина активной части пары, мм
		Общая L	Нижнего плеча, S		корпус	вал							
Д-106.010	106	4400	1450	0-3.00	3-86	3-76	7/8	120.6-151.0	6-12	1.3-2.6	4.0-6.5	1.5-3.0	2000
Д-106.020	106	4400	1450	0-3.00	3-86	3-76	9/10	120.6-151.0	4-12	0.6-1.9	1.5-6.0	1.2-3.2	2000
Д-106.030	106	4400	1450	0-3.00	3-86	3-76	6/7	120.6-151.0	6-12	2.0-4.3	4.0-8.0	1.3-2.6	2000
СД-106	106	4400	1450	0-3.00	3-86	3-76	7/8	120.6-151.0	6-12	1.4-2.5	7.0-12.0	2.1-4.2	2000
ДЗ-106. 7/8.37	106	5400	1450	0-3.00	3-86	3-76	7/8	120.6-151.0	6-12	1.4-2.7	5.0-8.5	2.3-3.5	3000
ДЗ-106. 4/5.60	106	5400	1450	0-3.00	3-86	3-76	4/5	120.6-151.0	6-12	2.5-5.0	12.0-16.0	2.5-4.0	3000
Д-95.5/6	95	5400	1450	0-3.00	3-76	3-76	5/6	120.6-124	5-10	2.8-4.9	8.0-11.0	1.6-2.4	3000
Д-95.6/7	95	5400	1450	0-3.00	3-76	3-76	6/7	120.6-124	5-10	1.2-2.3	4.0-7.0	1.5-2.3	3000

6.1.2. Элементы шарнирных компоновок низа бурильной колонны

Конструкцию основных узлов и самих шарнирных КНБК, а также технологию бурения с их применением разработали учёные и конструкторы ВНИИБТ Л.А. Райхерт, В.Д. Поташников, И.М. Фрыз [97].

Основой конструкции шарнирных КНБК являются шарнирная муфта (рис. 6.30), упругий центратор (рис. 6.31), центратор с вращающимся корпусом (рис. 6.32) и децентратор (рис. 6.33).

Шарнирная муфта (рис. 6.30) передаёт вращающий момент и осевую нагрузку на долото и может использоваться как при роторном способе бурения, так и при бурении забойным двигателем.

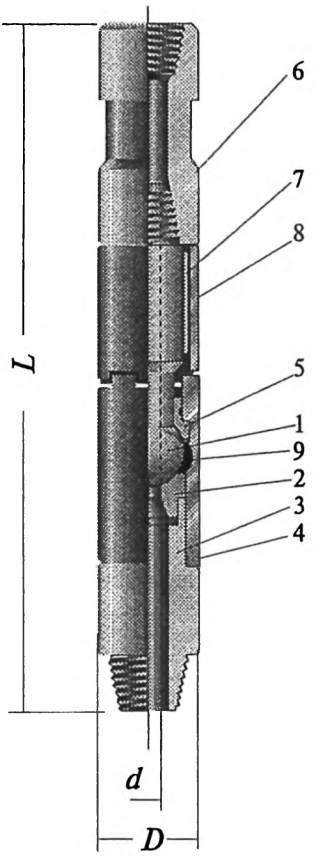


Рис. 6.30. Шарнирная муфта.
1 – шарнир; 2 – опорная нижняя пята; 3 – переводник; 4 – корпус; 5 – составная пята; 6 – переводник; 7 – шпонка;8 – кулачковая полумуфта; 9 – уплотняющие манжеты.

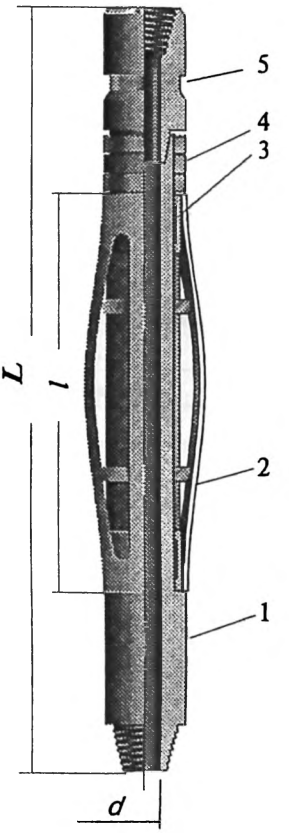


Рис. 6.31. Упругий центратор.
1 – вал; 2 – упругий каркас; 3 – радиальная опора скольжения;4 – осевая опора; 5 – переводник

Техническая характеристика элементов шарнирных КНБК приведена в табл. 6.22, 6.23, 6.24, 6.25.

Центрирующая втулка опорного элемента (рис. 6.32) и центрирующий каркас упругого центратора (рис. 6.31) установлены с возможностью вращения.

Децентратор (рис. 6.33) устанавливается в нижней части корпуса забойного двигателя. Внутрь децентратора вставляется вал, который соединяется с валом забойного двигателя.

ТАБЛИЦА 6.22
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

Параметр	МШ229	МШ172	МШ145	МШ95	МШ95м
Наружный диаметр (D), мм	229	172	145	95	95
Длина (L), мм	1221	1053	1009	839	839
Угол перекоса осей, град.	2	2	2	2	2
Осевое сжимающее усилие при вращении (без вращения), кН	350 (750)	250 (500)	200 (400)	125 (250)	125 (250)
Осевое растягивающее усилие при вращении (без вращения), кН	75 (500)	50 (300)	38 (240)	25 (164)	25 (160)
Передаваемый крутящий момент при вращении (без вращения), кН*м	15.0 (30.0)	10.0 (20.0)	7.5 (15.0)	3.8 (7.6)	3.8 (7.6)
Рабочее давление, МПа	12.5	12.5	12.5	10.0	10.0
Диаметр проходного канала (d), мм	60	40	40	20	20
Присоединительные резьбы					
- верх (муфта)	З-147	МК110х6*1:8	З-117	З-66	МК50х4*1:16
- низ (ниппель)	З-171	З-121	З-121	З-76	З-76
Масса, кг	295	170	126	48	48

ТАБЛИЦА 6.23
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ УПРУГОГО ЦЕНТРАТОРА

Параметр	ЦУ 295/175	ЦУ 215/144	ЦУ 190/120	ЦУ 151/95	ЦУ 146/80	ЦУ 140/80	ЦУ 120/79
Длина (L), мм	2183	1903	1588	1370	1370	1370	1370
Диаметр проходного канала (d), мм	110	50	60	38	25	25	25
Длина каркаса, мм	1100	850	850	850	850	850	850
Присоединительные резьбы							
- верх	МЗ-171	МЗ-121	МЗ-121	МЗ-76	МЗ-76	МЗ-76	МЗ-76
- низ	НЗ-171	НЗ-117	МЗ-117	МЗ-88	МЗ-88	МЗ-88	МЗ-76
Масса, кг	465	302	275	112	86	86	86

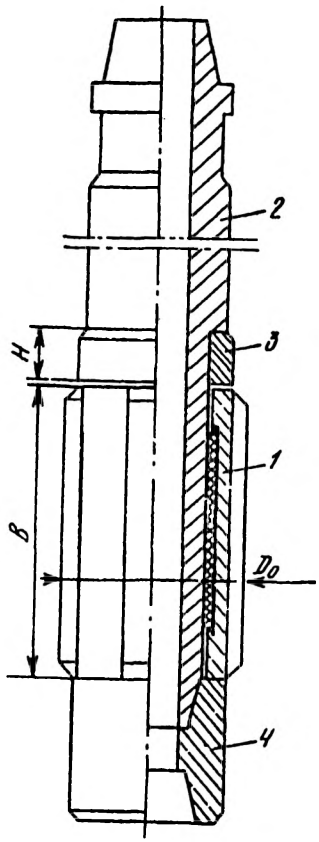


Рис. 6.32. Опорный элемент.
1 – корпус с опорными планками;
2 – вал; 3 – кольцо; 4 - переводник

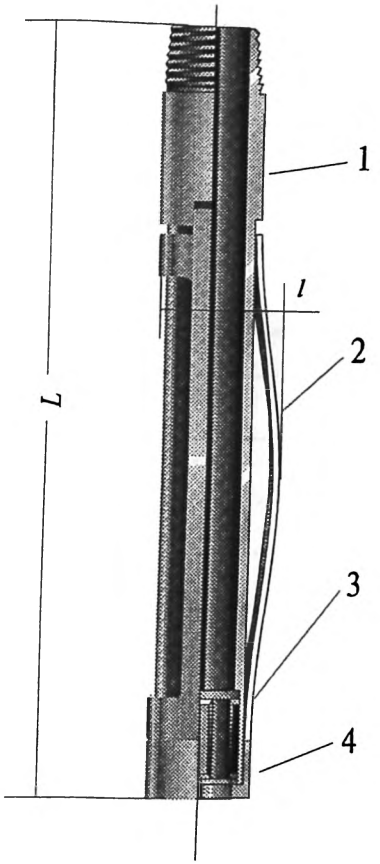


Рис. 6.33. Децентратор забойного двигателя. 1 – корпус; 2 – каркас децентратора; 3 – нижняя опора; 4 – упорная гайка

ТАБЛИЦА 6.24
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ОПОРНОГО ЭЛЕМЕНТА

Параметр	ОЭ 295/203	ОЭ 215/144
Диаметр (D_O), мм	285 280	214; 213 212; 210
Длина децентратора, мм	500	410
Диаметр вала, мм	229	178
Диаметр внутренний, мм	175	110

ТАБЛИЦА 6.25
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЕЦЕНТРАТОРА ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ (ФИКСИРОВАННОГО)

Параметр	ДЗД 295/240	ДЗД 215/172	ДЗД 190/145	ДЗД 151/127	ДЗД 140/105	ДЗД 120/105	ДЗД 120/95
Диаметр забойного двигателя, мм	240	172	145	127	105	105	95
Длина децентратора, мм	1460	1180	1100	1190	1375	1645	1345
Диаметр проходного канала, мм	108	48	40	25	25	25	25
Присоединительные резьбы							
- на корпусе	РТК218 6.35*1:16	МК156 5.5*1:32	МК130 5*1:32	МК112 4*1:32	МК94 4*1:32	МК94 4*1:32	МК84 4*1:16
- на валу	З-147	МК110 6*1:8	З-76	З-66	З-66	З-66	МК50 4*1:16
Масса, кг	840	105	84	48	35	35	38

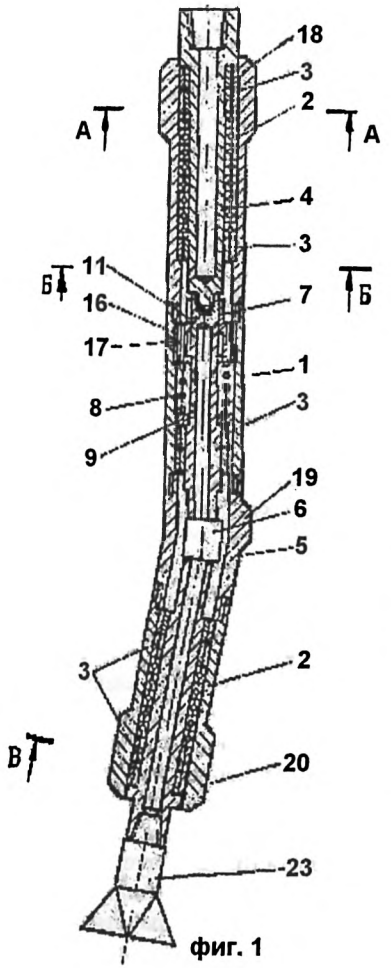
6.1.3. Отклонители для направленного бурения роторным способом

С увеличением глубин бурения наклонных и горизонтальных скважин выявились существенные недостатки метода управления забойным двигателем-отклонителем с помощью ротора буровой установки, обусловленные скручиванием бурильной колонны реактивным моментом забойного двигателя:

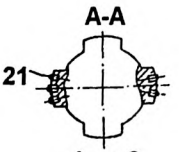
- формирование профиля скважины осуществляется с образованием локальных дефектов ствола;
- не обеспечивается оптимальная нагрузка на долото в горизонтальном стволе;
- низкая точность управления забойным двигателем-отклонителем при проводке завершающих интервалов профиля скважины;
- неудовлетворительная очистка ствола и высокие риски осложнений при неподвижной бурильной колонне.

Указанные проблемы технологии бурения забойным двигателем-отклонителем не позволяют существенно повысить точность проводки и качество реализации проектного профиля глубоких горизонтальных скважин и боковых стволов. Поэтому актуальной задачей при бурении наклонных и горизонтальных скважин с большой длиной ствола является применение систем искривления ствола скважины при вращении бурильной колонны, которые позволят устранить основные недостатки, свойственные технологии направленного бурения забойным двигателем-отклонителем.

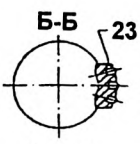
Отклонитель для роторного способа бурения (патент РФ № 2 236 539) предназначен преимущественно для реализации способа искривления ствола скважины по плоской дуге [96]. На рис. 6.34 показан общий вид (фиг. 1) отклонителя для направленного бурения роторным способом, поперечный разрез по А-А (фиг. 2), поперечный разрез по Б-Б (фиг. 3), поперечный разрез В-В (фиг. 4), узел блокировки полого вала (фиг. 5), муфта с продольным пазом под ориентирующий штифт (фиг. 6).



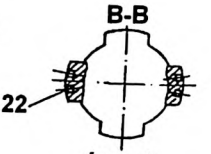
фиг. 1



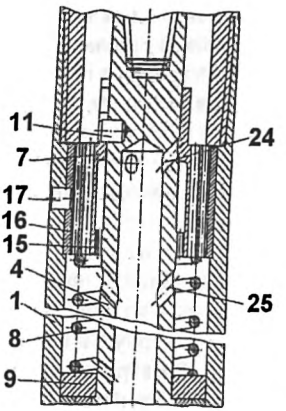
фиг. 2



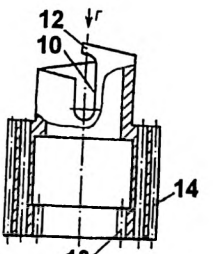
фиг. 3



фиг. 4



фиг. 5



фиг. 6

Рис. 6.34. Отклонитель для проводки искривленных интервалов профиля ствола скважины роторным способом

Отклонитель включает изогнутый в средней части корпус 1, расположенный в корпусе на осевых 2 и радиальных 3 опорах полый вал 4. Изгиб корпуса 1 обеспечивается за счет искривленного переводника 5. В искривленном переводнике 5 расположен шарнир 6 полого вала 4. Узел блокировки полого вала 4 состоит из подпружиненной муфты 7, взаимодействующей с пружиной 8, упирающейся в диск 9. Подпружиненная муфта 7 имеет продольный паз 10 (фиг. 5, 6). Поверхность торца подпружиненной муфты 7 выполнена в виде одного витка левой винтовой поверхности (фиг. 6), а паз 10, под ориентирующий штифт 11, более чем наполовину защищен козырьком 12. Подпружиненная муфта 7 выполнена с внутренними 13 и наружными 14 шлицами. Внутренние шлицы 13 находятся в зацеплении со шлицами 15 полого вала 4 (фиг. 5), а наружные шлицы 14 находятся в зацеплении со шлицами втулки 16, запрессованной в корпусе 1 и закрепленной

штифтом 17. Корпус 1 отклонителя (рис. 6.34, фиг. 1) выполнен с опорными элементами 18, 19, 20, армированными твердосплавными зубками 21, 23, 22 (фиг. 2, 3, 4). Полый вал 4 имеет верхнее 24 и нижнее 25 отверстия для циркуляции промывочной жидкости.

Отклонитель работает следующим образом. К полому валу 4 присоединяют долото 23. Отклонитель собирают с искривленным переводником 5, обеспечивающим необходимый радиус искривления ствола скважины. Выполнение корпуса в виде двух связанных искривленным переводником секций позволяет решить следующие задачи:

- осуществлять искривление ствола скважины при использовании принципа асимметричного разрушения забоя;
- фиксировать отклонитель в прямолинейном стволе за счет упругого изгиба корпуса, а в искривленном стволе скважины за счет совпадения плоскостей изгиба корпуса и скважины.

Отклонитель спускают ориентированно или производят его ориентирование на забое по показаниям телеметрической системы.

В прямолинейном стволе скважины корпус отклонителя сохраняет заданное положение за счет сил трения со стенкой ствола скважины,
которые превышают момент сил трения в осевых 2 и радиальных 3 опорах полого вала 4, а также за счет опорных элементов 18, 19, 20, армированных твердосплавными зубками 21, 23, 22.

В процессе бурения зависание корпуса отклонителя в скважине исключается, так как отклонитель не содержит выдвижных отклоняющих элементов, которые внедряются в стенку ствола скважины.

После установки отклонителя на забой, с началом циркуляции промывочной жидкости перед подпружиненной муфтой 7 (фиг. 1) создается избыточное давление. Подпружиненная муфта 7, не выходя из зацепления с направляющими шлицами втулки шлицевой 16, запрессованной в корпус 1 и закрепленной штифтом 17, начинает смещаться вниз по полому валу 4 на расстояние, позволяющее наружным шлицам 14 (фиг. 6) подпружиненной муфты 7 выйти из зацепления со шлицами 15 полого вала 4. Ориентирующий штифт 11 выходит из паза 10, в этот момент открываются верхние отверстия 24 полого вала 4 для циркуляции промывочной жидкости, давление падает, что является сигналом для начала бурения. При бурении ориентирующий штифт 11 скользит по торцевой поверхности подпружиненной муфты 7. Для надежной работы кинематической пары «подпружиненная муфта 7 - ориентирующий штифт 11» профиль торцевой поверхности муфты 7 выполнен в виде витка левой винтовой поверхности, а паз 10 более чем на половину защищен козырьком 12. Козырек 12, расположенный над пазом 10, предохраняет ориентирующий штифт 11 от случайного попадания в паз 10. Крутящий момент передается через полый вал 4 и шаровой шарнир 6, а нагрузка на долото передается через полый вал 4, осевые подшипники 2, корпус 1 отклонителя. В искривленном стволе скважины силы трения корпуса 1 со стенкой ствола скважины снижаются из-за уменьшения величины опорных реакций. Одновременно по этой же причине будет уменьшаться момент сил трения в опорах 2, 3 полого вала 4. Однако фиксирующий момент будет положительным, и корпус 1 сохранит свое первоначальное положение. Наличие опорных элементов 18, 20, расположенных по концам корпуса 1 отклонителя, и третьей опоры 19 в средней части корпуса 1 увеличивает силы сопротивления проворачиванию отклонителя при бурении. Кроме того, в искривленном стволе скважины корпус 1 отклонителя дополнительно тормозится за счет нормальных сил в направлении искривления.

После окончания бурения искривленного интервала для возвращения подпружиненной муфты 7 в исходное положение прекращают циркуляцию промывочной жидко-

сти, инструмент начинают проворачивать против часовой стрелки, ориентирующий штифт 11 по профилю поверхности торца подпружиненной муфты 7 заходит под козырек 12 напротив паза 10 (фиг. 6). Подпружиненная муфта 7 под действием пружины 8 заходит в зацепление со штифтом 11 и далее со шлицами 15 полого вала 4 (фиг. 5). Подпружиненная муфта 7 перекрывает верхние отверстия 24 полого вала 4 и открывает нижние отверстия 25 полого вала 4 для циркуляции промывочной жидкости. Подпружиненная муфта 7, находясь в постоянном зацеплении с втулкой 16 входит в зацепление с полым валом 4. Благодаря наличию жесткой связи полого вала 4 и корпуса 1 отклонителя можно производить его ориентирование, а также осуществлять шаблонирование и проработку пробуренного интервала. Также можно производить бурение прямолинейного ствола при вращении корпуса 1. Для этого надо подать уменьшенный расход промывочной жидкости для того, чтобы подпружиненная муфта 7 не смещалась.

В процессе бурения на корпус отклонителя действует вращающий момент трения в осевых и радиальных опорах, который должен быть меньше момента трения корпуса со стенкой скважины. Из теории вращения валов известно, что если вал имеет начальный изгиб, то процесс его вращения в жесткой изогнутой оболочке сопровождается периодически повторяющейся потерей устойчивости даже при отсутствии сил трения [66]. Максимальная устойчивость соответствует положению вала, при котором плоскости его искривления и оболочки совпадают. Для поворота такого вала даже при отсутствии сил трения необходимо приложить вращающий момент. При повороте на 10° изогнутого вала диаметром 127 мм в трубчатой оболочке с радиусом кривизны 60 м необходимо приложить вращающий момент равный 420 кг*м. Очевидно, что максимальный вращающий момент будет при повороте вала на 180°

Из многолетней практики бурения наклонных и горизонтальных скважин известно, что в искривленном стволе существенно повышается устойчивость забойного двигателя-отклонителя на проектной траектории, снижается амплитуда крутильных колебаний нижней части бурильной колонны. Причем, чем ближе фактический радиус кривизны скважины к расчетному значению, тем выше устойчивость забойного двигателя-отклонителя при изменении его реактивного момента.

Рассмотрим силы трения в осевых и радиальных опорах вала и соответствующие им моменты сопротивления при взаимодействии искривленного корпуса отклонителя с прямолинейным и искривленным стволом скважины. Устойчивость отклонителя на проектной траектории определяется фиксирующим моментом, который равен разнице между моментом сил трения отклонителя со стенкой ствола скважины и моментом сил трения в опорах вала отклонителя. Если фиксирующий момент положительный, то отклонитель устойчив на проектной траектории, так как силы трения в опорах вала недостаточны для поворота отклонителя в стволе скважины.

Отклонитель, например, имеет следующие размеры (рис. 6.35):

D = 127 мм – диаметр корпуса;

L_1=2.2 м. – длина верхней секции;

L_2=1 м. – длина нижней секции;

$\Delta=2^0$ – угол перекоса искривленного переводника;

$D_{дол}$=139.7 мм. – диаметр долота;

$D_{цен.}$=138 мм. – диаметр центратора.

Для анализа устойчивости отклонителя может быть использована программа для ЭВМ «Отклонитель» (пакет программ «Наклонно направленное бурение-ННБ») [70], а также методика расчёта моментов сил трения, приведенная в [37].

Расчётные формулы для определения моментов сил трения, действующих в радиальных и осевых опорах:

$M_n = F_1\mu\frac{D_{доп}}{2} + F_2\mu\frac{D_{цен}}{2}$ момент сил трения необходимый для поворота КНБК, кН·м;

$M_{тр} = 2f_2 r_p G_{от} + f_3 r_o G_{ос}$ - момент сил трения в осевых и радиальных опорах вала, кН·м.

где F_1 и F_2 – опорные реакции в точках касания корпуса отклонителя со стенкой скважины, кН;

μ - коэффициент трения металла по горной породе;

f_2 и f_3 – коэффициенты трения в радиальных и осевых опорах:

для резинометаллических поверхностей f_2=0.01÷0.1; f_3=0.05÷0.07

для опор качения f_2=0.02÷0.03; f_3=0.01÷0.02

r_p и r_o – радиусы трения соответственно в радиальных и осевых опорах, м;

$G_{от}$ – отклоняющая сила, кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

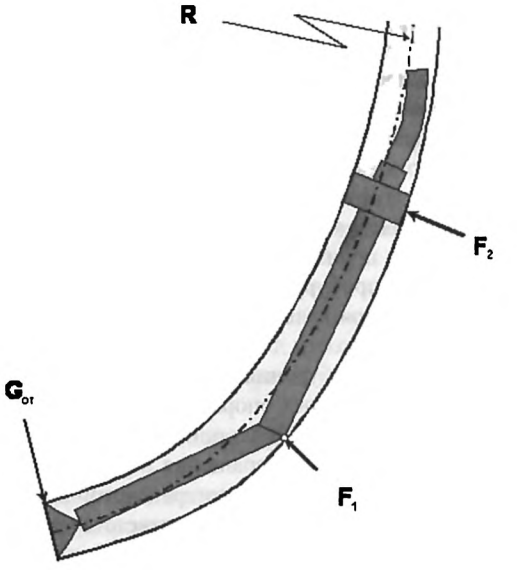


Рис. 6.35. Расчётная схема роторного отклонителя

Результаты расчёта сил трения в опорах вала роторного отклонителя, приведенные в виде графиков на рис. 6.36, позволяют отметить следующие особенности работы роторного отклонителя:

- в прямолинейном и искривленном стволе скважины фиксирующий момент всегда положительный;

- тип опор вала существенно влияет на величину фиксирующего момента. Резинометаллические опоры вала уменьшают фиксирующий момент в 3.0÷3.5 раза по сравнению с опорами качения;

- минимальное значение фиксирующего момента соответствует расчетной интенсивности искривления (в данном случае 9°/10м), так как с увеличением интенсивности искривления ствола скважины до проектного значения уменьшаются опорные реакции, в том числе и на долоте;

- в искривленном стволе скважины при повороте отклонителя значительно увеличиваются опорные реакции, что приводит к соответствующему увеличению фиксирующего момента от сил трения. При этом фиксирующий момент максимален при повороте отклонителя на 180° относительно направления искривления ствола скважины;

- фиксирующий момент практически не зависит от величины начального зенитного угла, при котором начинается искривление ствола скважины отклонителем;

- величина фиксирующего момента уменьшается при увеличении диаметра ствола скважины. В искривленном стволе скважины существенное уменьшение фиксирующего момента происходит при диаметре ствола скважины равном 146 мм. При дальнейшем увеличении диаметра ствола верхняя часть отклонителя не контактирует со стенкой скважины, поэтому фиксирующий момент стабилизируется. В прямолинейном стволе

скважины, в заданном диапазоне величин диаметров скважины, отклонитель опирается на стенку скважины в трех точках.

Проведенный анализ работы роторного отклонителя позволяет сделать следующие выводы:

- в прямолинейном стволе скважины отклонитель удерживается от вращения за счет сил трения корпуса со стенкой ствола скважины;
- в искривленном стволе скважины отклонитель фиксируется за счет суммы моментов сил трения корпуса со стенкой ствола скважины и сопротивления, обусловленного жесткостью самого корпуса;
- устойчивость отклонителя обеспечивается при увеличении диаметра ствола скважины до 152 мм, что соответствует коэффициенту кавернозности - 1.05;
- в радиальных и осевых опорах вала отклонителя целесообразно для снижения сил трения использовать тела качения.



Рис. 6.36. Зависимость момента сил трения корпуса отклонителя со стенкой скважины и момента сил трения в опорах вала от кривизны ствола скважины

В практике бурения роторным способом скважин на твёрдые полезные ископаемые широко используются отклонители непрерывного действия (ОНД). Специалистами ВИТР, ЗабНИИ, КазИМС, ИМР (Костин Ю.С., Нескоромных В.В.) созданы надёжные конструкции ОНД, которые обеспечивают нормируемую интенсивность направленного искривления ствола скважины с автоматической и контролируемой ориентацией [49, 61].

Отклонители непрерывного действия диаметром 59÷93 мм нашли широкое применение при бурении разведочных многоствольных, наклонно направленных, пространственно-разветвлённых скважин глубиной до 3000 м на различных месторождениях твердых полезных ископаемых в России и за рубежом. Наиболее перспективным ОНД для роторного бурения скважин на нефть и газ представляется комплекс «Кедр.

Комплекс «Кедр» (рис. 6.37) содержит отклоняющее, стабилизирующее, ориентирующее и сигнализирующее устройства, скомпонованные в нижнюю и верхнюю секции. В нижней секции расположены отклоняющее и стабилизирующее устройства, в верхней - ориентирующее и сигнализирующее устройства.

Отклоняющее устройство реализует асимметричный принцип разрушения забоя и представляет собой корпус с жёстким сменным искривлённым переводником 2, в подшипниковых узлах 1 которого размещён роторный вал 3 с двумя внутренними шарнирами.

Стабилизирующее устройство выполнено в виде подпружиненного выдвижного клинового ползуна 4, снабжённого катками. Наружный шарнир 5 обеспечивает гибкую связь и регулируемую ориентацию нижней и верхней секций в скважине. Ориентирующее устройство выполнено в виде винтового механизма со свободно устанавливающимся в апсидальной плоскости шариком, содержит средний роторный вал 6 с заглушенным центральным каналом и двумя боковыми промывочными отверстиями и шлицевыми выступами на верхнем конце, возвратной пружиной 7, разделительным кольцом 8, втулку 9 со шлицами в верхней части, узел блокировки 10 верхнего роторного вала 12 с корпусом. На верхнем роторном валу 12 размещена приводная пружина 13, обеспечивающая фиксированное усилие на не вращающийся корпус, упругое выдвижение ползуна 4 и его продольное перемещение по стенке ствола скважины.

При установке комплекса на забой верхний роторный вал 12 перемещается вниз на величину хода в шлицевой втулке 9, верхняя пружина параллельно перемещает корпус вниз до упора ползуна 4 в стенку скважины. Одновременно шарик ориентирующего устройства освобождается и занимает нижнее положение. Размыкается блокировка верхнего роторного вала 12 с корпусом. При этом в подаче промывочной жидкости отмечается кратковременное увеличение давления. Повышение и снижение гидравлического давления является сигналом установки долота на забой скважины.

Для ориентирования комплекс «Кедр» приподнимают на 0.2÷0.5 м. При этом клиновой ползун 4 смещается внутрь корпуса. Зафиксированный в апсидальной плоскости шарик, взаимодействуя с винтовой поверхностью стакана ориентирующего устройства, обеспечивает поворот и установку забойного комплекса в заданное положение. При подъеме комплекса от забоя скважины разделительное кольцо 8 вновь разъединяет осевые каналы шлицевого вала 6, что сопровождается кратковременным повышением давления промывочной жидкости. Последовательное повышение и снижение давления промывочной жидкости при подъеме комплекса от забоя скважины свидетельствует об окончании процесса ориентации комплекса «Кедр».

После получения сигналов об ориентации комплекса и постановки его на забой создается рабочая осевая нагрузка и производится бурение скважины. Асимметричное разрушение забоя скважины и ее искривление осуществляется за счет наклона оси породоразрушающего инструмента к оси скважины.

Таким образом, конструкция забойного комплекса «Кедр» обеспечивает:

- предварительную настройку на требуемую интенсивность искривления;
- самоориентирование комплекса в скважине в соответствии с заданным углом установки;
- многократное повторение процесса ориентирования при выполнении цикла искривления без подъема на поверхность;
- контроль процесса ориентирования.

Горные породы в интервале промыслового применения комплексов «Кедр» представлены аргиллитами, графитистыми сланцами, базальтами, туфоконгломератами, трахидацитами, гранодиоритами от VI до XI категории по буримости. Искривления ствола скважины проводились с использованием шарошечных и частично алмазных долот.

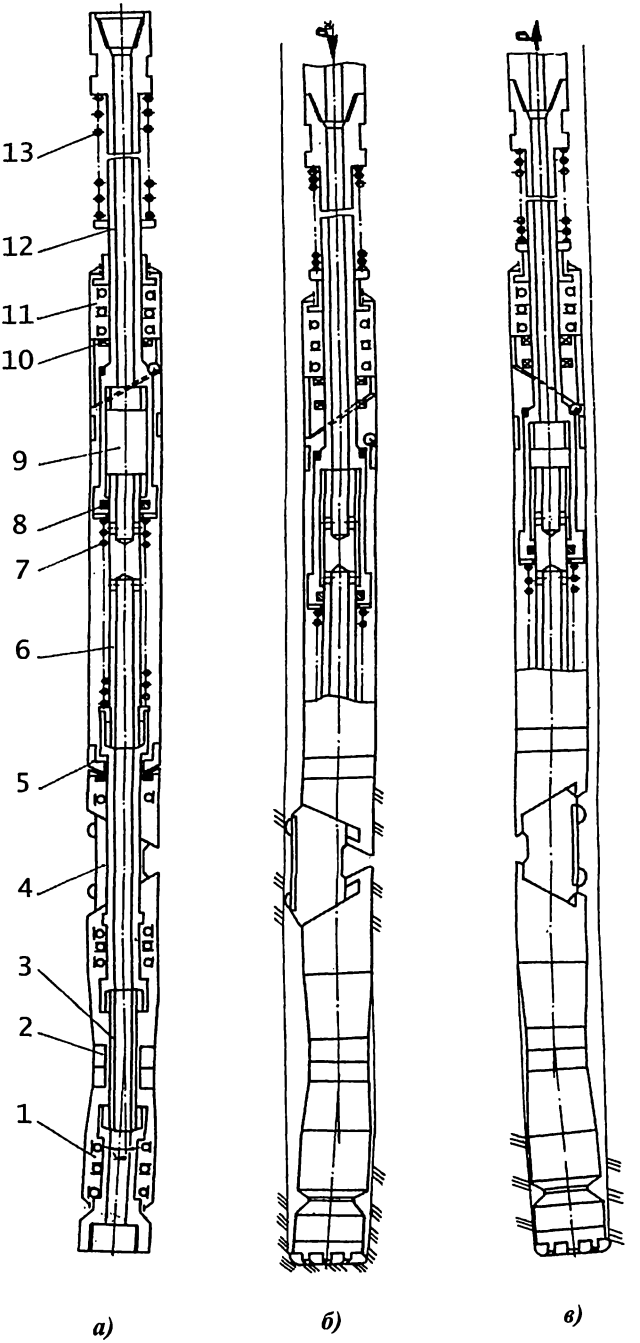


Рис. 6.37. Комплекс «Кедр» для направленного бурения роторным способом: а – схема комплекса, б – комплекс в рабочем положении, в – комплекс в транспортном положении.

ТАБЛИЦА 6.26
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА «КЕДР»

Район применения	Интенсивность искривления, град./м	
	Проектная	Фактическая*
Холоднинская ГРП ПГО «Бурятгеология»	0.4 0.8 1.2	0.45/- 0.74/0.92 1.37/-
ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология»	0.4 0.8 12	0.44/0.41 0.81/0.94 1.23/1.34
Североуральская ГРЭ ПГО «Уралгеология»	0.8 1.2	0.70/- 1.12/-
Зыряновская ГРЭ ПГО «Восказгеология»	0.8 1.2	-/0.88 -/1.35
Буровой полигон ЗабНИИ	0.4 0.8 1.2	0.43/0.48 0.77/0.81 1.24/1.19

Примечание: * в числителе – показатель работы «Кедр-76», в знаменателе – «Кедр-59»

Оценка регулируемости интенсивности искривления ствола скважины за цикл искривления производилась путем сопоставления проектной i_p и фактической i_ϕ интенсивности искривления.

Изменение угла перекоса отклоняющего устройства в пределах от 1 до 2 обеспечивало надежное регулирование интенсивности искривления (табл. 6.26) ствола скважины.

Режимные параметры бурения: осевая нагрузка от 10 кН до 25 кН для комплексов «Кедр-59» и от 10 до 30 кН для комплексов «Кедр-76»; частота вращения от 136 до 700 об/мин. Механическая скорость бурения колебалась в широких пределах – от 0.6 до 8.0 м/час.

При выполнении конкретных задач по управлению траекторией бурения в различных горно-геологических условиях определены погрешность ориентации искривления $\Delta\omega$ и показатель точности K_T, которые устанавливались путем сопоставления величин расчетного ω_P и фактического ω_Φ угла установки, определенного по данным инклинометрических измерений в конце цикла искривления (табл. 6.27). Время ориентирования комплексов в скважине составляло 5÷10 мин.

ТАБЛИЦА 6.27
ПОКАЗАТЕЛИ ПОГРЕШНОСТИ ОРИЕНТАЦИИ КОМПЛЕКСА «КЕДР»

Район испытаний	Погрешность ориентации искривления, $\pm\Delta\omega$, град.		Показатель точности искривления, K_T	
	«Кедр-76»	«Кедр-59»	«Кедр-76»	«Кедр-59»
Буровой полигон ЗабНИИ	10.1	8.1	0.97	0.96
Холоднинская ГРП	25.6	6.0	0.82	0.99
ГРЭ-324	16.0	6.1	0.92	0.98
Североуральская ГРЭ	14.5		0.96	
Зыряновская ГРЭ		16.2		0.92
ГРП-1		16.4		0.95
В среднем	16.5	10.6	0.92	0.96

В настоящее время сотрудниками ИрГТУ, ЗабНИИ и АК АЛРОСА ведётся разработка ОНД для бурения скважин диаметром 112 мм и более при разведке кимберлитовых трубок.

Технологии искусственного искривления, основанные на использовании ОНД с системой регулирования интенсивности искривления ствола, могут быть использованы при бурении скважин на нефть и газ.

6.1.4. Специальные технические средства для направленного бурения

6.1.4.1. Искривленный переводник

Простейшим устройством для направленного бурения забойным двигателем является искривленный переводник. Угол перекоса осей искривленного переводника определяется по формуле (рис. 6.38):

$$a = arctg\frac{C-A}{D},$$

где α угол перекоса осей, град;
C - максимальная длина образующей, мм
A - минимальная длина образующей, мм
D - диаметр, мм.

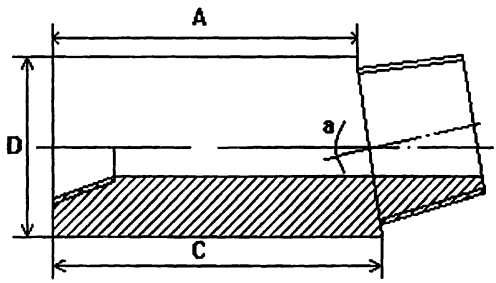


Рис. 6.38. Искривленный переводник

В табл. 6.28 приведены расчётные значения угла перекоса осей искривленного переводника различного диаметра.

ТАБЛИЦА 6.28
УГОЛ ПЕРЕКОСА ОСЕЙ КРИВОГО ПЕРЕВОДНИКАВ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА И РАЗНОСТИ ДЛИН ЕГО ОБРАЗУЮЩИХ

Диаметр переводника мм	Разница длин образующих переводника, мм												
	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7
108	0.31	0.17	1.03	1.19	1.35	1.51	2.07	2.23	2.39	2.55	3.11	3.27	3.43
146	0.23	0.35	0.47	0.58	1.10	1.22	1.34	1.45	1.57	2.09	2.21	2.33	2.44
178	0.19	0.28	0.38	0.48	0.57	1.07	1.17	1.26	1.36	1,46	1.55	2.05	2.15
195	0.17	0.26	0.35	0.44	0.52	1.01	1.10	1.19	1.28	1.36	1.45	1.54	2.03
197	0.17	0.26	0.34	0.43	0.52	1.01	1.09	1.18	1.27	1.36	1.44	1.53	2.02
203	0.16	0.25	0.33	0.42	0.50	0.59	1.07	1.16	1.24	1.33	1.41	1.50	1.58
240	0.14	0.21	0.28	0.35	0.42	0.50	0.57	1.04	1.11	1.18	1.25	1.33	1.40

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.28

108	3.59												
146	2.56	3.08	3.20	3.32	3.44	3.55							
178	2.24	2.34	2.44	2.53	3.03	3.13	3.23	3.32	3.42	3.52			
195	2.12	2.21	2.29	2.38	2.47	2.56	3.05	3.14	3.22	3.31	3.40	3.49	3.58
197	2.10	2.19	2.28	2.37	2.45	2.54	3.03	3.12	3.20	3.29	3.38	3.47	3.55
203	2.07	2.15	2.24	2.32	2.40	2.49	2.57	3.06	3.14	3.23	3.31	3.40	3.48
240	1.47	1.54	2.01	2.08	2.16	2.23	2.30	2.37	2.44	2.52	2.59	3.06	3.13

Значения угла перекоса в табл. 6.28 в градусах и минутах

Механизм искривления гидравлических забойных двигателей

Механизм искривления (рис. 6.39) предназначен для искривления шпиндельной и рабочей секций забойного двигателя. Механизм искривления обеспечивает оперативное изменение угла перекоса секций забойного двигателя-отклонителя на устье скважины, что исключает необходимость иметь на буровой несколько отклонителей с различными углами перекоса искривленного переводника.

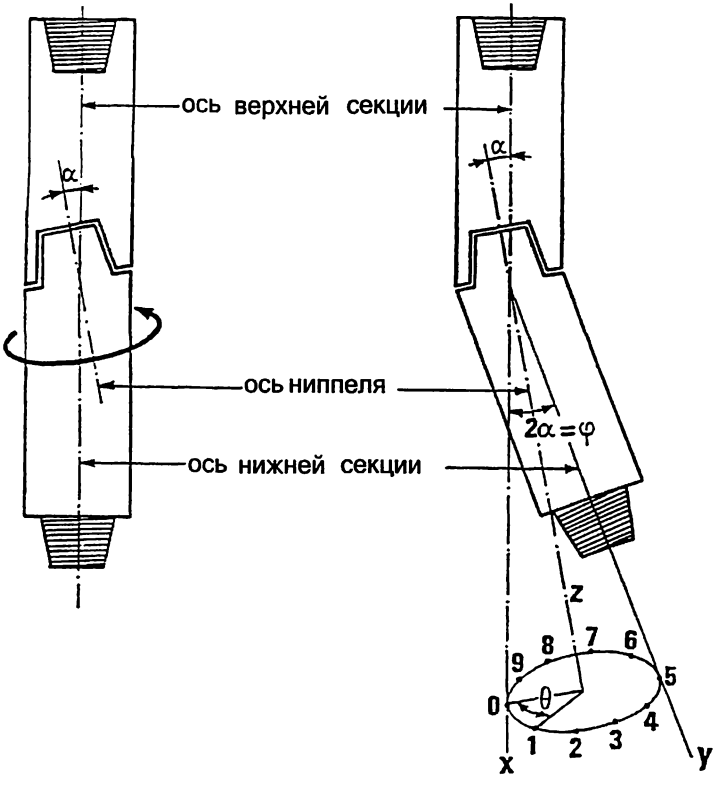


Рис. 6.39. Схема работы механизма искривления секций гидравлических забойных двигателей

Приведенная на рис. 6.39 конструкция механизма искривления забойного двигателя состоит из верхней и нижней секций, установленных на оси вращения, которая расположена под равным углом α к оси каждой секции. При повороте секций механизма искривления происходит их перекос до максимального угла при повороте на 180° относительно исходного прямолинейного положения. При этом угол перекоса секций равен $\varphi=2\alpha$.

При каждом изменении угла перекоса секций забойного двигателя-отклонителя изменяется положение плоскости его искривления, что необходимо учитывать при установке телеметрической системы и при ориентировании отклонителя в скважине.

На рис. 6.40 представлен общий вид механизма искривления секций гидравлического забойного двигателя. В табл. 6.29 приведены технические параметры механизмов искривления секций забойного двигателя.

Изменение угла перекоса осей секций забойного двигателя осуществляется следующим образом.

Отворачивается стопорная пробка 7 специальным ключом. Раскрепляется пожимная

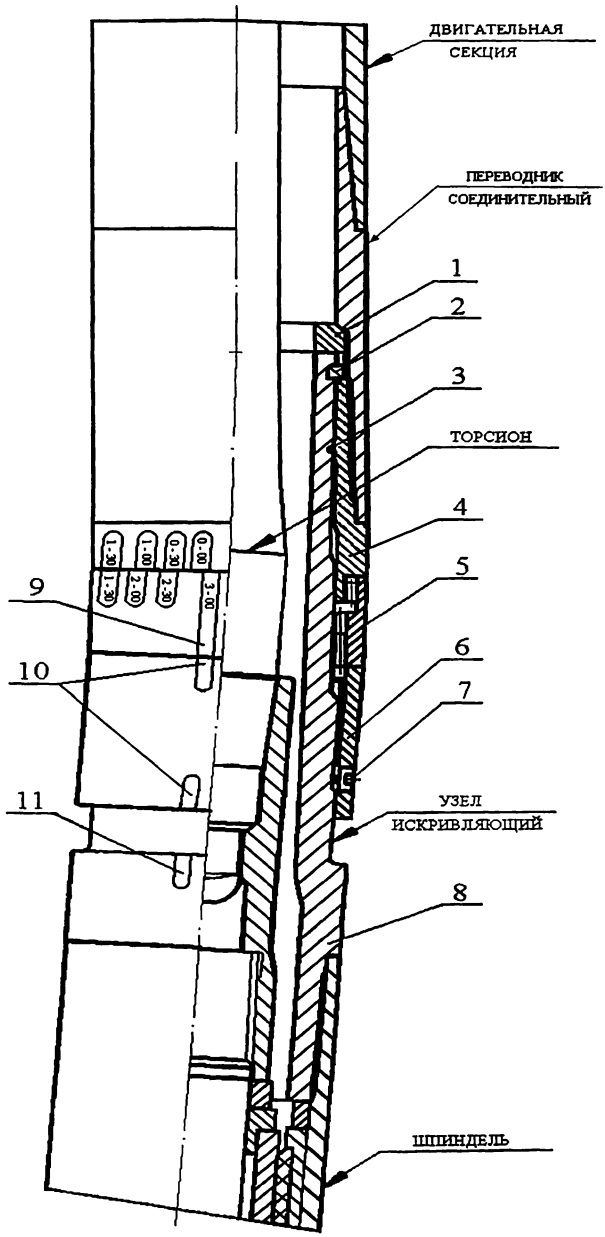


Рис. 6.40. Механизм искривления секций гидравлических забойных двигателей. 1 – диск; 2 – полукольцо; 3 - уплотнительное резиновое кольцо; 4 – переводник; 5 - зубчатый венец; 6 - поджимная гайка; 7 - стопорная пробка; 8 – сердечник; 9 - метки на зубчатом венце; 10 - метки на гайке; 11 - метки на сердечнике

гайка 6 (резьба правая, закреплена моментом силы 10000Н*м), при этом механический ключ с приводом от пневмора скрепителя следует устанавливать на сердечник 8 или корпус шпинделя, а гайку 6 захватывать вторым ключом, ввернув резьбовой конец ключа для стопорной пробки в отверстие на гайке 6, отвернуть гайку 6 на 25-30 мм, при этом зубчатый венец 5 опускается вниз и выходит из зацепления с зубьями переводника 4. При помощи цепных или механических ключей проворачивается шпиндельная секция до совмещения одноименных меток (на переводнике 4 и зубчатом венце 5) с требуемым значением угла, положение этих меток определяется и новое положение плоскости искривления забойного двигателя-отклонителя. Приподнимается венец 5 и проверяется совпадение положения зубьев венца и впадин на переводнике 4, при необходимости немного повернуть шпиндель. Придерживая руками венец 5 в зацеплении завернуть и подтянуть гайку 6 руками (использовать ключ, ввернутый в резьбовое отверстие), проконтролировать угол между длинной меткой 9 на зубчатом венце и метками 10 на гайке 6, он должен находиться в пределах 40-90°. Закрепить гайку 6 механическими ключами до совмещения длинной метки 9 на зубчатом венце 5 и верхней метки 10 на гайке 6 (или нижней метки 10 и метки 11 на сердечнике, как удобнее контролировать), при этом отверстие под пробку на гайке 6 должно совпасть с отверстием в сердечнике 8, а также обеспечивается требуемый момент крепления гайки 6 (10000Н*м). Ввернуть и закрепить фиксирующую пробку 7.

ТАБЛИЦА 6.29
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ МЕХАНИЗМА ИСКРИВЛЕНИЯ СЕКЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Наименование	РУ1-195	ПКР2-240
Диаметр наружный, мм	195	240
Длина, мм	1066	1045
Масса, кг	168	175
Угол искривления, град минимальный максимальный	 0° 3°	 0° 3°
Шаг изменения угла, град-мин	0°30′ 0°15′ (в интервале от 0° до 2°)	0°30′
Присоединительные резьбы к двигательной секции к шпиндельной секции к валу шпиндельной секции	 РКТ-177*5.08*1:16 РКТ-177*5.08*1:16 МК-98*6	 РКТ-208*6.35*1:6 РКТ-208*6.35*1:6
Соединение валов забойного двигателя	торсион	торсион

6.1.4.3. Технические средства для ориентирования и управления забойным двигателем-отклонителем

Точность и качество проводки наклонной или горизонтальной скважины зависят от надежности управления забойным двигателем-от-клонителем в процессе бурения. Сложность точной ориентации забойного двигателя-отклонителя возрастает с увеличением глубины скважины вследствие уменьшения жесткости бурильной колонны на кручение.

В целях повышения надежности управления забойным двигателем-отклонителем при бурении наклонных и горизонтальных скважин предлагаются или уже используются в практике бурения следующие технико-технологические решения.

1. Повышение жесткости бурильной колонны на кручение, например, за счет замены бурильных труб из легкого сплава стальными бурильными трубами или увеличение диаметра бурильных труб.

2. Бурение при заниженных режимных параметрах (осевая нагрузка и расход промывочной жидкости) для уменьшения реактивного момента забойного двигателя и, следовательно, угла закручивания бурильной колонны.

3. Использование породоразрушающего инструмента с низким моментом на вращение. Обычно вместо долот с поликристаллическим вооружением режущего типа применяют шарошечные долота.

Указанные способы уменьшают, но не устраняют полностью влияние скрученной бурильной колонны на ориентирование и управление забойным двигателем-отклонителем.

Сохранение заданного положения забойного двигателя-отклони-теля возможно путем исключения закручивания бурильной колонны за счет фиксации её нижней части относительно стенки скважины в окружном направлении с помощью различных раскрепляющих (распорных) устройств (якорей).

Все известные схемы закрепления корпуса забойного двигателя-отклонителя сводятся к двум типам:

анкерные (якорные) устройства;

раскрепляющие (распорные) устройства скользящего типа.

Раскрепители анкерного типа усложняют конструкцию самого забойного двигателя-отклонителя, приводят к необходимости через короткие интервалы бурения раскреплять и производить ориентирование забойного двигателя-отклонителя, что существенно увеличивает время бурения скважины. Кроме того, в случае применения раскрепителей анкерного типа значительно увеличиваются риски прихвата бурильной колонны в скважине.

Раскрепляющие устройства скользящего типа снижают нагрузку на долото, увеличивают вероятность заклинивания забойного двигателя-отклонителя в скважине, не обеспечивают надёжное его закрепление при наличии в стенке скважины каверн, а также при бурении в мягких и рыхлых разрезах горных породах.

Отклонители на базе винтовых забойных двигателей с распорным устройством для геологоразведочного бурения разработаны в ЗабНИИ. Созданы два типоразмера отклонителей на основе ВЗД ОД-76 и ДГ-70 (заходность ротора и статора 6/7) и отклонители с двигателем Д1-54 (заходность ротора и статора 4/5). Оба винтовых забойных двигателя разработаны ВНИИБТ [61].

Отклонитель с двигателем Д1-54 выполнен в двух вариантах: с верхним искривленным переходником и с искривленным корпусом двигателя. Данный отклонитель спроектирован для использования на небольших глубинах, т.к. двигатель Д1-54 имеет невысокую мощность, а для его работы требуются достаточно большие для насосов, используемых в геологоразведочном бурении, давление и расход промывочной жидкости. Небольшая глубина бурения позволила применить наиболее простой способ стабилизации отклонителя – за счет невращающейся колонны бурильных труб.

Для стабилизации отклонителя распорным механизмом на базе двигателя Д1-54 институтами ЗабНИИ и ВНИИБТ разработан отклонитель ДН-54, в котором использовано распорное устройство с выдвижным ползуном и роликами-катками от отклонителя ТЗ - 3 - 59.

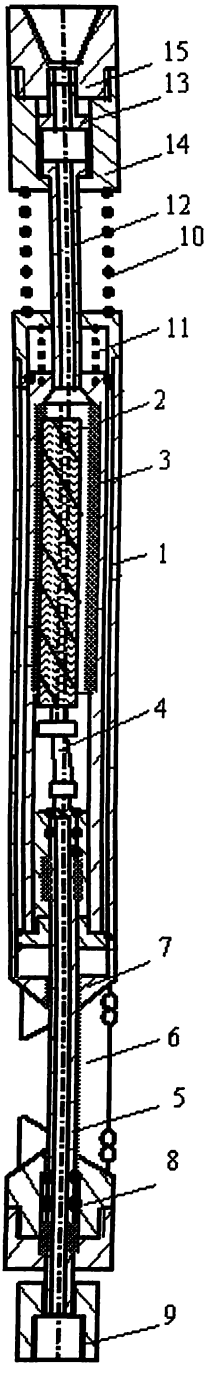


Рис. 6.41. Схема отклонителя на базе ВЗД Д1-54 ДН-54.

В корпусе 1 отклонителя ДН-54 (рис. 6.41) размещены статор 3 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 полуклинья. 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 валу 5 установлен переходник 9 для 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 отклонителя осуществляется шаровым фиксатором, установленного в его корпусе напротив возвратной пружины 11 (на рис. 4 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 породоразрушающий инструмент 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, стабилизи-

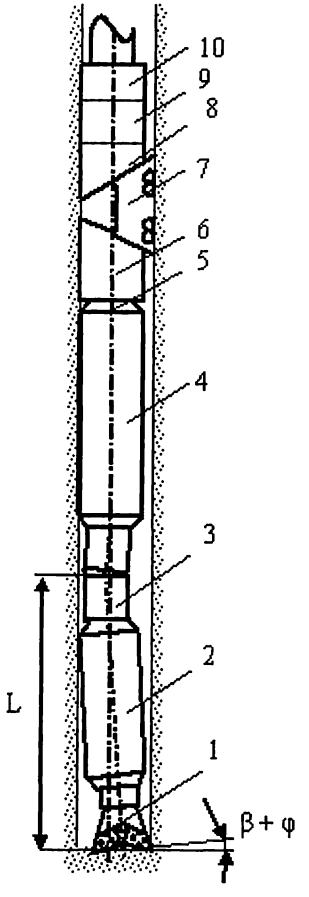


Рис. 6.42. Отклонитель ОД-76: 1 - долото, 2 - шпиндель, 3 – шарнирное соединение и механизм регулирования угла перекоса, 4 - ВЗД, 5 - шарнирный вал, 6 - нижний полуклин, 7 - ползун с катками, 8 - верхний полуклин, 9 – гидропривод ползуна, 10 – переходник.

руя направление искривления. После окончания бурения забойный двигатель останавливается, осевая нагрузка с породоразрушающего инструмента снимается и под действием возвратной пружины 11 клиновой ползун 6 занимает 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°/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. 6.42) имеет отклоняющее устройство типа «искривленный переходник» с регулируемым углом перекоса, рабочую пару двигателя ДГ-70 4 и распорное клиновое устройство скользящего типа с гидроприводом 9. Устройство стабилизации направления искривления в виде выдвижного 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.

На начальном этапе работы ОД-76 искривление ствола скважины осуществляется преимущественно за счёт фрезерования, что способствует формированию неравномерной кривизны скважины. По мере углубления скважины неравномерность кривизны сглаживается и искривление стабилизируется, поскольку известно, что искривление является процессом с обратной связью (рост кривизны снижает величину отклоняющей силы). В то же время деформация направляющего звена гарантирует некоторый рост значений интенсивности искривления. Для ОД-76 интенсивность искривления составляет 0.2-1.2°/м.

Результаты работы отклонителя ОД-76 позволили сделать вывод о возможности надежного регулирования интенсивности искривления путем изменения угла перекоса отклонителя. Увеличение угла перекоса от 0.5 до 2.5° приводит к росту темпа искривления от 0.2 до 1.2°/м. Процесс искривления скважины отклонителем ОД-76 характери-

зуется 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.

Кроме рассмотренных технических средств для фиксации положения забойного двигателя-отклонителя в стволе скважин в окружном направлении разработаны также устройства, обеспечивающие автоматическое ориентирование отклонителя в наклонном стволе скважины.

Устройство (рис. 6.43) для ориентирования турбинного отклонителя (далее ориентатор) по авторскому свидетельству РФ № 355332 (кл. Е 21 В 7/08, 1972 г.) предназначено для автоматического ориентирования турбинного отклонителя в наклонном стволе скважины (авторы изобретения: Р.А. Козлов, Р.Х. Ибатуллин, Т.Н. Бинтоурин, Ю.С. Васильев, А.Г. Калинин, М.С. Онищенко).

Устройство состоит из корпуса 1 в нижней части которого на радиально-осевых опорах 2 установлен вал 3, с верхней частью которого жёстко связана кулачковая полумуфта 4, и узла ориентирования, выполненного в виде ответной кулачковой полумуфты 5, которая установлена в корпусе 1 с возможностью вращения на нижней 6 и верхней 7 полуосях, и установленного на последней эксцентричного груза 8. Нижняя полуось 7 расположена с возможностью осевого перемещения и опирается на пружину 9. Для фиксации нижней полуоси 6 в крайнем нижнем положении предназначен шариковый фиксатор 10. Эксцентричный груз 8 установлен на верхней полуоси 7 с возможностью поворота и имеет защёлку 11. Наружная поверхность кулачковой полумуфты 5 выполнена в виде шлицевой полумуфты 12. Внутренняя поверхность корпуса 1 имеет ответные шлицы 13 для размещения шлицевой полумуфты 12 в нижнем положении. Кулачковые полумуфты 4 и 5 имеют кулачки 14 и 15. Верхняя часть полуоси 7 установлена в корпусе 1 на опоре 16. Корпус 1 и вал 3 ориентатора имеют резьбы 17 и 18 для соединения с бурильной колонной и корпусом турбобура (не показаны) соответственно.

Угол установки турбинного отклонителя относительно апсидальной плоскости ствола скважины, необходимый для получения заданных параметров траектории ствола скважины в интервале бурения, задаётся при сборке ориентатора и турбинного отклонителя. После соединения (свинчивания) вала 3 с корпусом турбинного отклонителя определяется угол несоответствия между плоскостью его искривления и меткой на валу 3, которая показывает положение кулачка 15 нижней кулачковой полумуфты 4. Данный угол учитывается в процессе ориентированной установки эксцентричного груза 8 и кулачковой полумуфты 5.

В случае необходимости искривления стола скважины с увеличением зенитного угла при сохранении азимутального направления в процессе сборки узла ориентирования эксцентричный груз 8 устанавливается относительно кулачка 14 с опережением на угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента турбобура. Это в том случае если отметка положения кулачка 15 на валу 3 ориентатора и плоскость искривления турбинного отклонителя совпадают. В противном случае необходимо внести соответствующую поправку в угол поворота эксцентричного груза 8 относительно кулачка 14.

В наклонном стволе скважины центр тяжести эксцентричного груза 8 располагается в вертикальной плоскости. После включения буровых насосов под действием давления промывочной жидкости эксцентричный груз 8 вместе с верхней полумуфтой 5, сжимая пружину 9, сместится в крайнее нижнее положение, при котором шлицевая полумуфта 12 войдёт в зацепление со шлицами 13. При этом нижняя полуось 6 зафиксируется шариковым фиксатором 10. Турбинный отклонитель под действием реактивного момента повернётся против часовой стрелки до упора кулачка 15 в кулачёк 14, который

через шлицы 12 и 13 жёстко связан с корпусом 1. После закручивания бурильной колонны на расчётный угол турбинный отклонитель будет направлен только на увеличение зенитного угла.

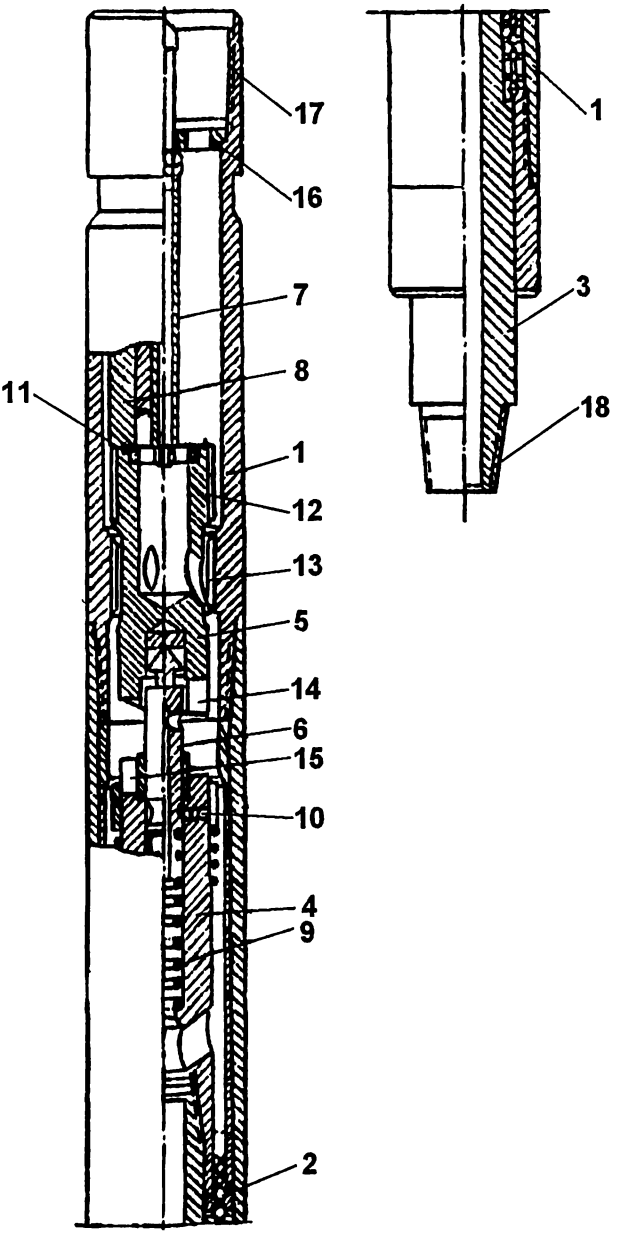


Рис. 6.43. Устройство для ориентирования турбинного отклонителя

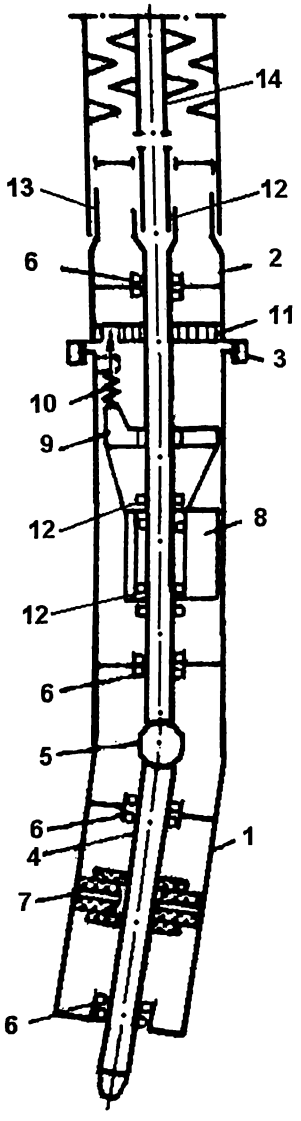


Рис. 6.44. Ориентатор турбинного отклонителя

Таким образом, с помощью эксцентричного груза 8 можно задавать различные режимы корректирования траектории бурения. При этом отпадает необходимость ориентирования турбинного отклонителя с помощью ротора буровой установки путём поворота бурильной колонны. В процессе бурения на длину ведущей трубы искривление ствола осуществляется по плоской дуге, а после наращивания заданный угол установки турбинного отклонителя относительно апсидальной плоскости ствола скважины восстанавливается.

Экспериментальные образцы ориентатора были изготовлены на заводах ВНИИБТ и испытаны в промысловых условиях на месторождениях ПО «Коминефть» и ПО «Татнефть» в 1975-1978 г.г.

Недостаток ориентатора заключается том, что точность ориентирования турбинного отклонителя определяется соответствием фактического угла закручивания бурильной колонны расчётному значению. Кроме того, для изменения угла ориентации турбинного отклонителя необходимо произвести подъём бурильной колонны, разобрать ориентатор и изменить положение эксцентричного груза.

Недостатки ориентатора турбинного отклонителя устранены в устройстве по авторскому свидетельству РФ № 1 606 672, которое предназначено для стабилизации направления искривления ствола скважины за счет принципа динамического позиционирования (временной жесткой связи отклоняющего узла с корпусом забойного двигателя) положения отклоняющего узла относительно корпуса забойного двигателя [69]. В процессе бурения автоматически выдерживается заданный угол установки отклонителя относительно апсидальной плоскости ствола скважины независимо от величины угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя. При этом искривление ствола в интервале бурения осуществляется по кривой, близкой к винтовой линии.

Устройство, принципиальная схема которого представлена на рис. 6.44, включает отклоняющий узел, корпус 1 которого выполнен изогнутым, и расположенный над отклоняющим узлом забойный двигатель. Отклоняющий узел соединен с корпусом 2 забойного двигателя с возможностью вращения, которое обеспечивает радиально-упорный подшипник 3. Полый вал 4 отклоняющего узла в месте изгиба корпуса 1 имеет шарнир 5. Вал 4 установлен в корпусе 1 на радиальных опорах 6 и связан с корпусом 1 посредством фрикционной муфты 7, которая может быть выполнена в виде резинометаллической осевой опоры. На валу 4 установлен с возможностью вращения эксцентричный груз 8. Между корпусами 1 и 2 расположен пре-

рыватель их связи, выполненный в виде кулачка 9, фиксирующего пальца 10 и жестко связанного с корпусом 2 кольца 11 с углублениями для размещения фиксирующего пальца 10 в рабочем положении устройства. Эксцентричный груз 8 установлен на подшипниках 12. Вал 4 и корпус 1 отклоняющего узла жестко связаны резьбовыми соединениями 12 и 13 с валом 14 и корпусом 2 забойного двигателя (турбобура) соответственно.

Работа устройства осуществляется следующим образом. Перед спуском устройства в скважину кулачек 9 устанавливается относительно центра тяжести эксцентричного груза 8 в требуемое положение. В том случае, когда требуется осуществлять искривление ствола скважины только в направлении имеющегося искривления, кулачек 9 устанавливают в диаметрально противоположном направлении по отношению к центру тяжести эксцентричного груза 8, т.е. в плоскости чертежа (рис. 6.44). Устройство на бурильных трубах спускается в скважину и размещается над забоем в наклонном стволе. В наклонном стволе скважины эксцентричный груз 8 займет положение, при котором центр его тяжести будет расположен в апсидальной плоскости ствола скважины. Корпус 1 отклоняющего узла может занять в скважине произвольное положение. При работе забойного двигателя и создания нагрузки на долото (не показано) бурильная колонна будет закручиваться, корпус 1 за счет фрикционной муфты 7 будет поворачиваться в направлении вращения вала 4. При совмещении рабочей поверхности кулачка 9 с фиксирующим пальцем 10 последний, сжимая пружину, переместится в осевом направлении. При этом фиксирующий палец 10 разместится в одном из углублений кольца 11. Таким образом, корпус 1 отклоняющего узла будет жестко зафиксирован относительно корпуса 2 забойного двигателя, в положении, при котором плоскость искривления корпуса 1 будет совпадать с направлением искривления самой скважины. В том случае, когда из-за изменения угла закручивания бурильной колонны ориентировка отклоняющего узла нарушится, произойдет смещение фиксирующего пальца 10 с рабочей поверхности кулачка 9, которая связана с эксцентричным грузом 8 и неподвижна. Это приведет к освобождению корпуса 1. Последний с помощью фрикционной муфты 7 будет вращаться до тех пор, пока фиксирующий палец 10 не совместится с рабочей поверхностью кулачка 9. В процессе бурения зенитный угол ствола скважины увеличивается при стабилизации начального азимутального направления. При промежуточных положениях кулачка 9 относительно центра тяжести груза 8 искривление ствола скважины будет происходить с изменением азимутального направления ствола скважины.

Таким образом, при использовании известного устройства жесткая связь отклоняющего узла обеспечивается только при его заданной ориентации.

С помощью данного устройства можно целенаправленно производить искривление ствола скважины без корректирования положения плоскости искривления отклоняющего узла ротором буровой установки или за счет изменения режима бурения.

С увеличением длины и зенитного угла ствола наклонных и горизонтальных скважин возникла проблема с созданием осевой нагрузки на забойный двигатель-отклонитель при неподвижной бурильной колонне.

Разработаны специальные гидравлические устройства для нагружения винтового забойного двигателя, принципиальная схема которого представлена на рис. 6.45

Гидравлический нагружатель выполнен в виде гидравлического цилиндра 1 и поршня 5, который через шлицевое зацепление 2 связан с корпусом 3 винтового двигателя. Осевая нагрузка на поршень 5 создаётся за счёт перепада давления промывочной жидкости между цилиндром 1 и скважиной. Перепад давления промывочной жидкости равен потерям давления в долоте 4, ВЗД 3, а также в самом гидравлическом нагружателе.

Специалистами НПО «Буровая техника» разработан гидравлический нагружатель винтового забойного двигателя (рис. 6.46) [6].

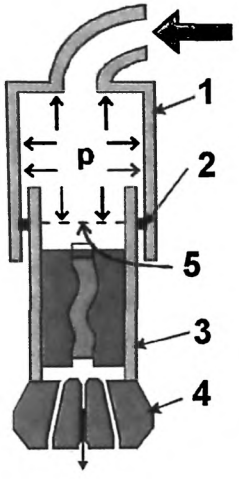


Рис. 6.45. Принципиальная схема гидравлического нагружателя винтового двигателя-отклонителя. 1 – гидравлический цилиндр; 2 – шлицевое зацепление; 3 – ВЗД; 4 – долото; 5 – поршень

Гидронагружатель (рис. 6.46) выполнен в виде силового гидроцилиндра 1 одностороннего действия, поршня 2 и полого штока 3, связанного с последним с помощью шлицевого соединения 4. Гидроцилиндр 1 соединён с бурильной колонной 5, а шток 3 - с корпусом винтового забойного двигателя 6. В полом поршне 2 может быть размещена насадка 7. Для обеспечения рабочего хода (H) поршня 2 и перезарядки гидронагружателя на внутренней поверхности гидроцилиндра 1 выполнены верхний и нижний упоры, а также со стороны штока 3 предусмотрены отверстия 8 для сообщения с затрубной полостью скважины.

При работе гидравлического нагружателя промывочная жидкость поступает через полый поршень 2 и шток 3 в винтовой двигатель 6 и далее в промывочные отверстия долота 9, обеспечивая процесс бурения. При этом в надпоршневой полости гидроцилиндра 1 возникает перепад давления промывочной жидкости, равный сумме потерь давления в насадке 7 поршня 2, штоке 3, винтовом

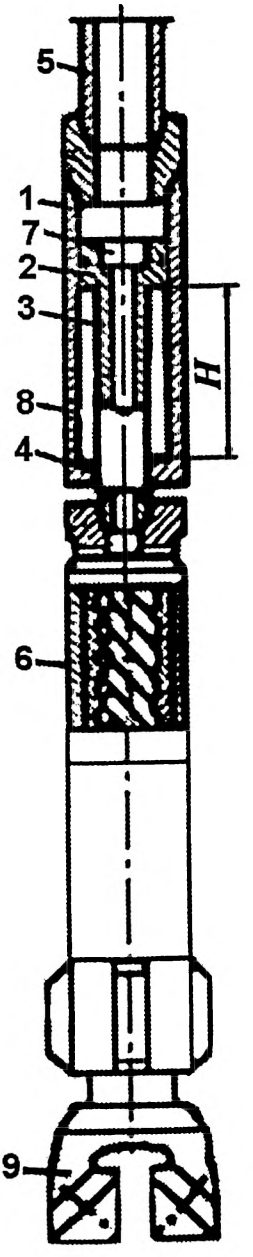


Рис. 6.46. Гидравлический нагружатель винтового забойного двигателя

забойном двигателе 6 и насадках долота 9. За счёт давления промывочной жидкости на поршне 2 создаётся гидравлическое усилие, передающееся через шток 3 и винтовой забойный двигатель 6 на долото 9. Создаваемая осевая нагрузка на долото 9 зависит от площади поперечного сечения поршня 2 и перепада давления между полостью гидроцилиндра 1 и затрубной полостью скважины. Любое дополнительное гидравлическое сопротивление, входящее в состав конструкции гидронагружателя (например, уменьшение диаметра насадка 1 в поршне 2 или в долоте 9), увеличивает осевую нагрузку. В процессе углубления скважины происходит перемещение поршня 2, и по достижении им крайнего нижнего положения необходимо произвести перезарядку системы - спустить бурильную колонну на длину хода (H) поршня 2. Момент перезарядки устройства определяется по прекращению проходки и падению давления на выходе из бурового насоса. Таким образом, работа гидронагружателя состоит из двух циклов: рабочий ход поршня 2 и перезарядка (возвращение поршня 2 в крайнее верхнее положение).

Применение гидравлического нагружателя позволяет увеличить механическую скорость бурения, а также ресурс работы ВЗД и телесистемы за счёт демпфирования продольных колебания, создаваемых долотом.

6.1.4.4. Технические средства для управления траекторией бурения

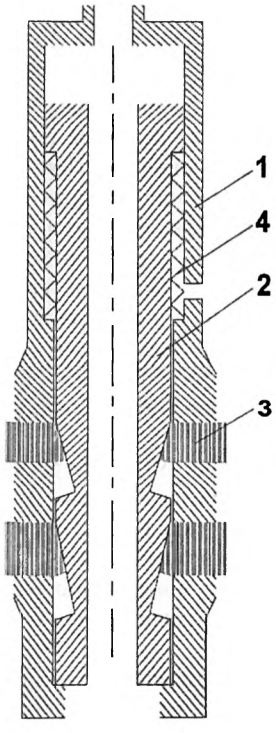


Рис. 6.47. Схема конструкции управляемого центратора

Для оперативного управления траекторией бурения в состав КНБК включается центратор с изменяемым в забойных условиях диаметром.

Принципиальная схема такого управляемого центратора (УЦ) представлена на рис. 6.47. Управляемый центратор включает корпус 1, расположенная в корпусе зубчатая втулка 2, выдвижные элементы 3 и возвратную пружину 4. Работа УЦ осуществляется следующим образом. За счёт давления промывочной жидкости или механическим способом зубчатая рейка 2, сжимая возвратную пружину 4, смещается вниз, а выдвижные элементы 3 - в радиальном направлении. При крайнем нижнем положении зубчатой втулки 2 УЦ имеет максимальный диаметр. Известен УЦ конструкции фирмы «Андергейдж», изменение диаметра которого осуществляется механическим способом (рис. 6.48) [11].

Управляемый центратор (рис. 6.48) включает корпус 1, зубчатую втулку 2, выдвижные элементы 3, нижний 4 и верхний 5 переводники, расположенные в верхнем переводнике 5 индикатор 6 режима работы и механизм фиксации зубчатой втулки 2, выполненный в виде связанной с последней конической втулки 7 с цангой 8 в верхней части, ограничительного кольца 9 на внутренней поверхности переводника 5 и запорной втулки 10 с пружиной 11. Корпус 1 связан с нижним переводни-

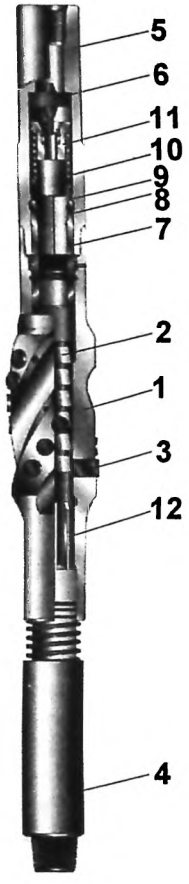


Рис. 6.48. Управляемый центратор конструкции Андергейдж

ком 4 шлицевым соединением 12. В процессе приведения инструмента в рабочее положение (инструмент под натяжением) цанга 8 занимает положение напротив ограничительного кольца 9. По мере увеличения нагрузки корпус 1 смещается вниз, а зубчатая втулка 2 выдвигает элементы 3 наружу (положение УЦ максимальный диаметр). При этом цанга 8 конической втулки 7 проталкивается через ограничительное кольцо 9. Отрыв от долота забоя приводит к возврату УЦ в первоначальной положение. Корпус 1 продвигается вверх, протягивая цангу 8 конической втулки 7 в обратном направлении, вниз сквозь ограничительное кольцо 9. Это приводит инструмент в положение минимального диаметра. Для фиксирования УЦ в любом из двух положений необходимо довести подачу бурового раствора до определённой технической характеристикой величины. При этом запорная втулка 10, сжимая пружину 11, продвигается вниз и фиксирует цангу 8 конической втулки 7 в ограничительном кольце 9. Таким образом, происходит фиксирование положения УЦ путем застопоривания конической втулки 7 внутри ограничительного кольца 9 и, в свою очередь, застопоривания зубчатой втулки 2.

Индикация положения УЦ фиксируется в виде перепада давления (10-17 атм.) бурового раствора между положениями выдвижных элементов 3 минимальный и максимальный диаметр. Перепад давления достигается за счет разницы положений запорной трубки 10 относительно индикатора 6. При минимальном диаметре УЦ индикатор 6 режима находится вне запорной трубки 10 и поток бурового раствора через сечение ничем не ограничен, а при положении УЦ максимальный диаметр индикатор 6 располагается внутри запорной трубки 10, что приводит к ограничению потока раствора росту давления.

В табл. 6.30 приведены основные технические характеристики УЦ конструкции фирмы Андергейдж [11]. УЦ имеет три выполненные по часовой стрелке винтовые лопасти, покрытые карбид-вольфрамовым сплавом. УЦ «Андергейдж» в составе КНБК для роторного способа бурения может быть установлен непосредственно над долотом или на месте первого колонного центратора. При этом в зависимости от конструкции и линейных размеров КНБК может быть обеспечена стабилизация или мало интенсивное увеличение (уменьшение) зенитного угла ствола скважины.

При бурении прямым забойным двигателем или забойным двигателем- отклонителем УЦ «Андергейдж» может быть установлен непосредственно над забойным двигателем или над долотом. Включение УЦ в состав КНБК с забойным двигателем - отклонителем позволяет осуществлять корректировку зенитного угла в ходе бурения с вращением бурильной колонны.

ТАБЛИЦА 6.30
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УЦ

тр долота, мм	152.4	161.9	200.0	215.9	250.8	269.9	311.1
иальный диаметр, мм	142.9	152.4	187.3	196.8	231.8	250.8	292.1
мальный диаметр, мм	152.4	161.9	200.0	215.9	250.8	269.9	311.1
, м	2.21	2.21	2.69	2.69	2.69	2.69	2.85
енний диаметр, мм	31.7	31.7	44.4	38.1	41.3	41.3	76.2
	303.9	303.9	419.6	453.6	499.0	567.0	873.2
бурового раствора, л/с	9.5-22.1	9.5-22.1	22.1-41.0	22.1-41.0	22.1-41.0	22.1-41.0	25.2-59.9
лопастей, мм	381	381	406.4	431.8	431.8	431.8	508.0
выдвижных элементов	15	15	15	15	15	15	18



49. Осциллятор-AGT («Андергейдж»)

Снижение сил сопротивления при перемещении бурильной колонны, что особенно важно при бурении скважин с большим смещением забоя от вертикали, может быть обеспечено за счёт её вращения или (и) путём создания поперечных и продольных колебаний. Последний способ реализован в устройстве под названием осциллятор-AGT, которое производится фирмой «Андергейдж» (рис. 6.49).

Осциллятор создает малоамплитудные колебания КНБК и бурильной колонны, способствуя тем самым снижению сил трения. Результатом является улучшение передачи осевой нагрузки на долото что, особенно важно при направленном бурении забойным двигателем-отклонителем в режиме скольжения.

Плавность подачи нагрузки на долото и упрощение управления отклоняющей компоновкой при включении в неё осциллятора становится возможным и при использовании долот PDC.

Осциллятор-AGT состоит (рис. 6.49) из рабочей пары винтового забойного двигателя с заходностью 1:2, клапанно-подшипниковой секции и гидроударного механизма, который используется только при применении муфтовых бурильных труб.

Рабочая пара является приводом клапанной пары, генерирующую пульсацию давления бурового раствора, что, в свою

очередь, активизирует гидроударный механизм, либо оказывает динамическое воздействие на гибкую бурильную трубу в технологии «колтюбинг». Клапанная секция преобразует энергию протекающей жидкости в пульсацию давления, что достигается путем создания циклического ограничения проходного сечения. Клапан открывается и закрывается периодически, в результате чего проходное сечение циклически меняется от минимума до максимума. При минимуме площади проходного сечения давление достигает максимума, и наоборот. При этом частота пульсации бурового раствора пропорциональна его расходу.

Основные технические характеристики осциллятора-AGT представлены в табл. 6.31 и 6.32, которые составлены на основании данных, приведенных в источнике [11].

Осциллятор-AGT в составе бурильной колонны может быть установлен:
- между ВЗД и телесистемой;
- выше ВЗД и телесистемы;
- в составе роторных компоновках для вертикального бурения;
- в составе колонны бурильных труб выше КНБК;
- два осциллятора в одной колонне.

ТАБЛИЦА 6.31
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСЦИЛЛЯТОРА-AGT

Диаметр осциллятора, мм	85.7	95.2	120.6	171.4	203.2
Длина, м	2.0	3.8	2.7	2.7	3.4
Вес, кг	56.7	108.8	140.6	453.6	725.7
Расход бурового раствора, л/с	5.7-8.8	5.7-8.8	9.5-15.8	25.2-37.8	44.2-63.1
Частота пульсаций, Гц	26 (при 7.6 л/с)	26 (при 7.6 л/с)	18-19 (при 15.8 л/с)	16-17 (при 31.5 л/с)	16 (при 56.8 л/с)
Перепаддавления, атм	30.6-47.6	34.0-47.6	37.4-44.2	40.8-47.6	40.8-47.6
Прочность на разрыв, кН	667	1112	1112	3113	3559

ТАБЛИЦА 6.32
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОУДАРНОГО МЕХАНИЗМА

Диаметр механизма, мм	85.7	95.2	120.6	171.4	203.2
Длина, м	1.5	1.5	2.2	2.7	3.8
Вес, кг	52.2	52.2	158.8	453.6	725.8

6.2. Технические средства для предупреждения искривления вертикальных скважин

6.2.1. Роторно-турбинные буры

Большие глубины бурения и сложные геологические условия проводки нефтяных и газовых скважин требуют применения конструкций скважин с увеличенным до 760 мм начальным диаметром.

Бурение скважины увеличенного диаметра может осуществляться в два прохода: сначала бурится пилот-ствол долотами, например, диаметром 269-295 мм, а затем ствол расширяется до диаметра 346, 394, 445 мм и более, с применением сложных, тяжелых компоновок низа буровой колонны, включающих УБТ, центраторы, расширители, маховики и т.п. Эффективность такого бурения крайне низкая, так как вертикальность пилотного ствола достигается за счет ограничения осевой нагрузки. При расширении скважин на её стенках образуются уступы и желоба, поэтому для беспрепятственного спуска жесткой обсадной колонны, скважину приходится неоднократно прорабатывать.

Проблема эффективной проводки вертикальных участков скважин увеличенного диаметра и особенно в геологических условиях, способствующих интенсивному искривлению стволов, успешно решается за счёт применения разработанных ВНИИБТ роторно-турбинных буров - РТБ, которые исключают необходимость применения УБТ и других элементов компоновок низа бурильной колонны [23].

Роторно-турбинные буры типа РТБ предназначены для бурения вертикальных стволов диаметром от 394 до 640 мм. Они имеют одинаковую конструкцию и позволяют приводить к вертикали стволы скважин с искривлением более 3-4°, а также расширять и прорабатывать стволы с меньшим зенитным углом. Грузы-утяжелители закрепляются на корпусах турбобуров с помощью хомутов и продольных стяжек, которыми они прижимаются к траверсе, чем достигается монолитная напряженная конструкция.

На рис. 6.50 показан общий вид двухтурбинного бура РТБ-590А.

Применение буров РТБ в различных нефтегазодобывающих регионах позволило увеличить коммерческую скорость бурения и снизить стоимости метра проходки.

РТБ комплектуются верхними турбинными секциями и шпинделями турбобуров типа 3ТСШ. На валы шпинделей устанавливаются долота требуемого типоразмера в соответствии с характеристикой разбуриваемых горных пород. Скважина нужного диаметра получается за один рейс бура РТБ, состоящего из двух турбобуров с долотами, подключенных параллельно к коллектору (траверсе) и соединенных в монолитную напряжённую конструкцию с грузами-утяжелителями. Промывочную жидкость через колонну бурильных труб нагнетают в турбины бура, вращающие долота. Соприкасаясь с забоем, долота разрушают горную породу и вызывают реактивные силы, вращающие бур. Реактивные силы оказываются достаточными для вращения буров диаметром более 760 мм, тогда как буры меньшего диаметра необходимо вращать ротором (отсюда название - роторно-турбинные буры - РТБ). Таким образом, при сложении собственного вращения долот с переносным вращением их вокруг оси бура образуется ствол скважины большого диаметра. В процессе бурения забой очищается от разбуренной горной породы струями промывочной жидкости, выходящими из сопел долот, а вынос шлама осуществляется восходящим потоком жидкости. При работе бура с горной породой контактируют только периферийные венцы зубьев долот, поэтому суммарная площадь контакта минимальна, что позволяет при ограниченно общей осевой нагрузке создавать большие контактные напряжения, позволяющие интенсивно разрушать забой скважины.

Вместе с тем небольшие осевые нагрузки, приходящиеся на каждое долото бура, увеличивают продолжительность работы опор шарошек. Требующаяся для эффективного бурения бурами РТБ осевая нагрузка не превышает 2/3 их собственного веса, что позволяет с успехом использовать маятниковый эффект для обеспечения вертикальности ствола скважины без снижения производительности долот.

Конструкция двухтурбинных буров идентичны, просты в монтаже и могут собираться непосредственно на буровой. Смена отработанных опор и турбин может производиться также на буровой без разборки бура, путем замены валов с собранными на них опорами и турбинами. При бурении роторно-турбинными бурами колонну необходимо

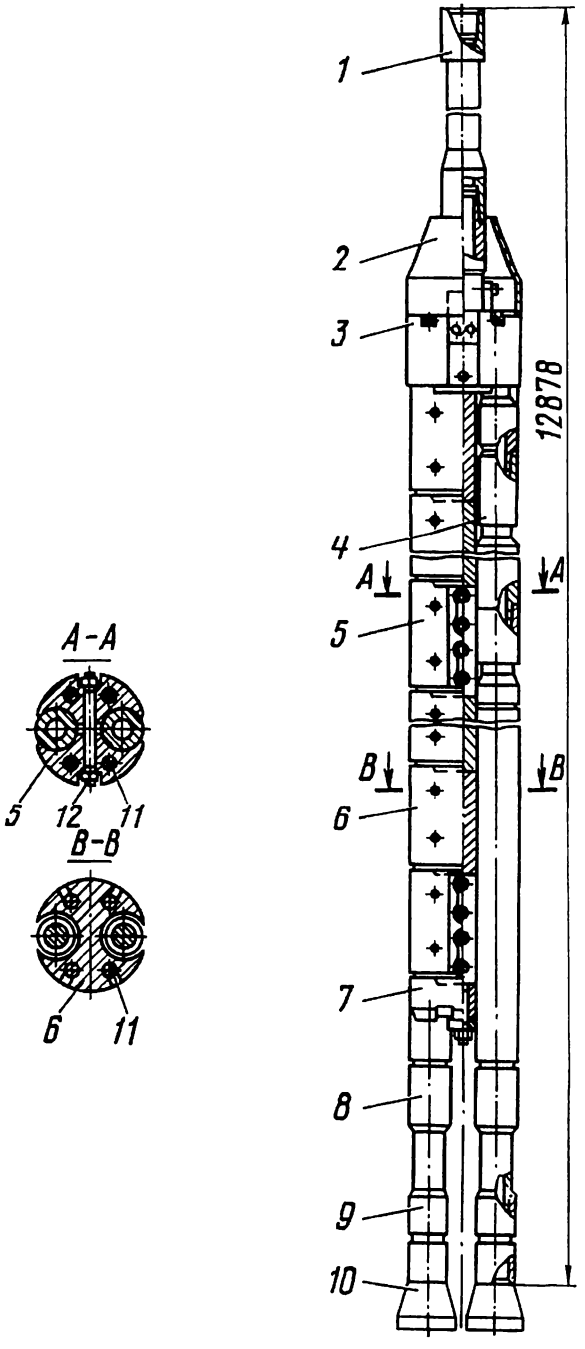


Рис. 6.50. Роторно-турбинный бур РТБ-590А. 1 – переводник; 2 – предохранительный конус; 3 – траверса; 4 – переводник-утяжелитель; 5 – хомут; 6 – груз; 7 – плита; 8 – турбобур; 9 – переводник вала; 10 – долото; 11 – стяжка продольная; 12 – болт хомута

вращать ротором со скоростью в пределах от 10 (крепкие горные породы) до 40 об/мин (мягкие горные породы). Осевая нагрузка не должна превышать 0.6 массы бура.

Требования к качеству и плотности промывочной жидкости остаются теми же, что и в обычном бурении. Однако необходимо иметь в виду, что при бурении скважин увеличенного диаметра, когда скорости восходящего потока жидкости малы, рекомендуется применять структурированные промывочные жидкости, которые улучшают вынос шлама разбуренной горной породы. При проходке скважин увеличенного диаметра поток промывочной жидкости выносит на поверхность большой объем выбуренной породы. Очистные устройства должны обеспечить своевременную очистку раствора от шлама. В промывочной жидкости после очистки должно быть не более 2-3% твердых частиц.

Техническая характеристика РТБ приведена в табл. 6.33

ТАБЛИЦА 6.33

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РОТОРНО-ТУРБИННЫХ БУРОВ ТИПА РТБ

Наименование параметра	Размер РТБ				
	394	445	490	590	640
Диаметр ствола скважины при бурении, мм	394	445	490	590	640
Диаметр корпуса турбобура, мм (количество долот, шт.)	172 (2)	195 (2)	195 (2)	195 (2)	195 (2)
Диаметр долота номинальный, мм	190.5	215.9	269.9	269.9	295.3
Расход промывочной жидкости, л/с	50-56	60-70	60-70	60-70	60-70
Максимальный поперечный размер бура, мм	382	435	480	576	624
Нагрузка на долото, рекомендуемая не более, кН	80	105	120	155	165
Масса бура, кг	8200	10800	12000	15800	17000

6.2.2. Компоновки низа бурильной колонны

В сложных геологических условиях при бурении различными КНБК применяются следующие основные способы предупреждения искривления ствола вертикальных скважин:

- использование эффекта «маятника» - создание максимально возможной отклоняющей силы на долоте, направленной в сторону, противоположную направлению искривления ствола и увеличение интенсивности фрезерования стенки ствола боковой поверхностью долота;
- стабилизация имеющегося начального направления ствола, преимущественно начального зенитного угла, за счёт центрирования нижней части КНБК путём размещения ОЦЭ на оптимальном расстоянии от долота;
- активное уменьшение искривления ствола за счёт отклоняющей силы или изменения направления оси долота.

Указанные способы проводки вертикального ствола скважины реализуются соответствующими техническими средствами:

- маятниковые КНБК;
- жесткие КНБК,
- ступенчатые КНБК;
- системы направленного бурения.

Снижение осевой нагрузки на долото позволяет проводить скважины в сложных геологических условиях с небольшими искривлениями, без перегибов и минимальной интенсивностью, но приводит к увеличению сроков и стоимости буровых работ из-за низкой механической скорости и проходки на долото, особенно в крепких породах.

Проводку глубоких вертикальных скважин осуществляют комбинированным способом, заключающимся в бурении жесткими КНБК с повышенными нагрузками до тех пор, пока величина искривления ствола не приблизится к установленному пределу. Затем применяют маятниковые КНБК и осуществляют бурение при заниженной нагрузке на долото. Таким образом, при комбинированном методе показатели бурения более высокие и скважину проводят в пределах допустимых ограничений по зенитному углу, но с неизбежными дефектами ствола в интервалах смены КНБК.

Использование жестких КНБК максимального наружного диаметра заключается в лучшем центрировании и меньшей возможности искривления ствола, что позволяет создавать оптимальные осевые нагрузки на долото, улучшая показатели бурения. Причем интенсивность искривления ствола зависит от величины зазора между КНБК и стенкой скважины. Этот метод эффективен в устойчивых породах при постоянном контакте опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) со стенкой скважины.

Для успешного предупреждения искривления следует исходить из конкретных геологических условий. Если геологические факторы, влияющие на искривление скважины, весьма слабы, то нужно устранить лишь влияние технических и технологических факторов, т. е. применить достаточное количество УБТ соответствующего диаметра и соблюсти технологические правила бурения. Если влияние геологических факторов велико, то указанных мероприятий для предупреждения искривления будет недостаточно, и необходимо применять жесткие КНБК максимального наружного диаметра.

В сложных горно-геологических условиях бурения в устойчивых разрезах горных пород наиболее эффективно использовать жесткие КНБК, а в рыхлых, неустойчивых горных породах – маятниковые КНБК с приближенным к долоту центром тяжести, составленные из УБТ максимальных диаметров.

На рис. 6.51 и 6.52 приведен ряд конструкций КНБК, наиболее часто применяемых при роторном (рис. 6.51) и турбинном способах бурения (рис. 6.52) в сложных геологических условиях. В зависимости от конкретной обстановки бурения можно собирать необходимые КНБК из имеющегося набора элементов: долота, наддолотные калибраторы, турбобуры, сбалансированные трубы - маховики, квадратные УБТ, центраторы, стабилизаторы и обычные УБТ.

При проводке вертикальных скважин жёсткими КНБК необходимо над долотом устанавливать калибратор, повышающий устойчивость долота на забое и ограничивающий боковое фрезерование, создавая тем самым условия для бурения без снижения нагрузки на долото, или использовать долота с увеличенной боковой калибрующей поверхностью.

Проектирование конструкции КНБК сводится к выбору УБТ, соответствующих по диаметру и конфигурации условиям бурения, подбору опорно-центрирующих элементов, обеспечивающих достаточный ресурс работы в данных условиях, и определению местоположения их в составе КНБК, позволяющего сохранить прямолинейность и вертикальность ствола скважины. Аналитические основы расчёта маятниковых КНБК для условий роторного бурения в анизотропных горных породах разработаны А. Лубинским и Г. Вудсом [15]. В СССР аналитические и экспериментальные исследования маятниковых КНБК осуществлялись в МИНХ и ГП им. И.М.Губкина (сейчас РГУ нефти и газа) Н.Г Середой и О.А. Марковым. Проведенные исследования явились основой ме-

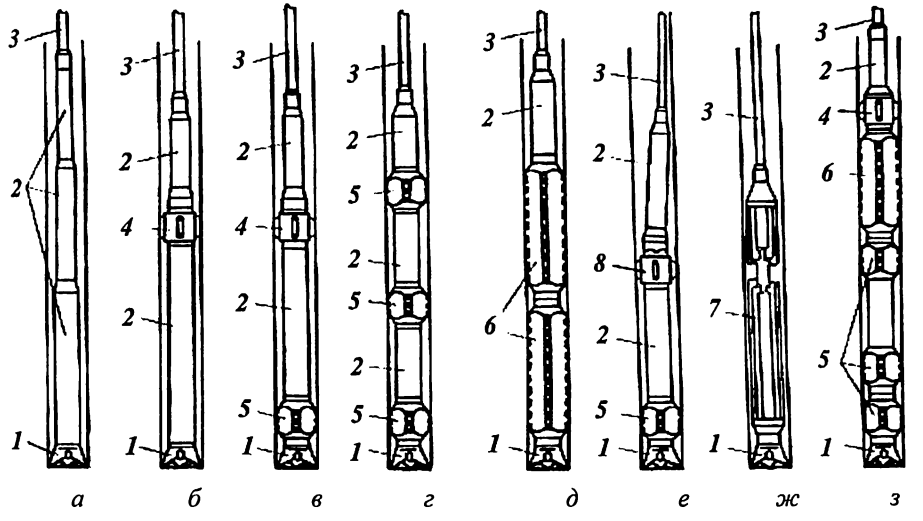


Рис. 6.51. Компоновки для роторного способа бурения вертикальных скважин: 1 – долото; 2 – УБТ; 3 – бурильные трубы; 4 – центратор; 5 – калибратор; 6 – стабилизатор (квадратные УБТ); 7 – наддолотное стабилизирующее устройство (НСУ); 8 – шарнирный центратор

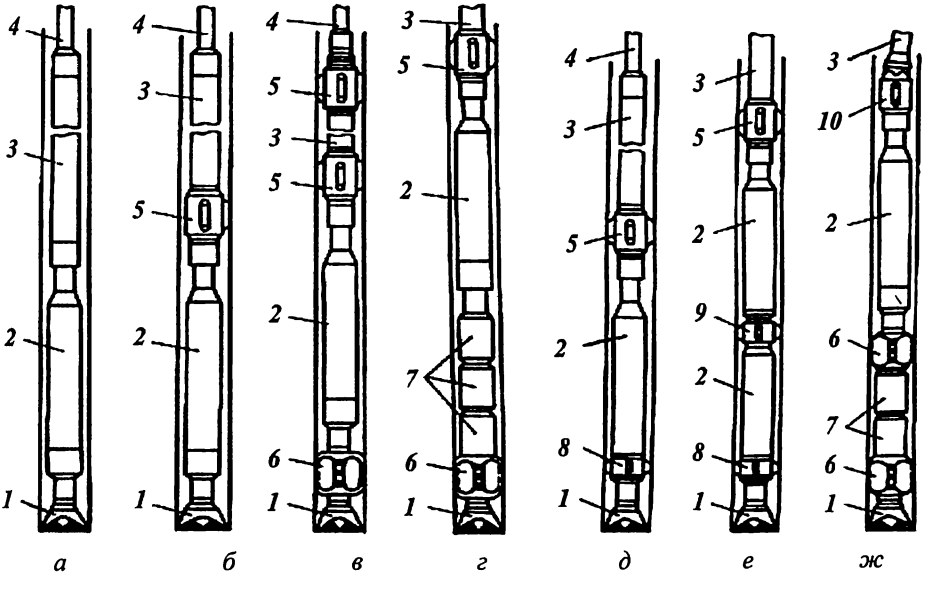


Рис. 6.52. Компоновки бурения вертикальных скважин забойным двигателем: 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы; 5 – центратор; 6 – калибратор; 7 – наддолотный маховик; 8 – центратор на ниппеле забойного двигателя; 9 – межсекционный центратор; 10 – шарнирный центратор

тодики расчёта маятниковых КНБК как для условий роторного бурения, так и для бурения забойными двигателями. Разработанная методика является составной частью инструкции по предупреждению искривления вертикальных скважин [30].

Жёсткие КНБК для предупреждения искривления ствола вертикальной скважины рассчитываются в соответствии с методикой, изложенной в разделе 7 данной книги для условий стабилизации зенитного угла ствола до 5°; с использованием программного обеспечения [71, 72, 73]. При помощи указанных методик рассчитываются КНБК маятникового типа (рис.6.51 а, б), (рис. 6.52 а, б) и жёсткие КНБК (рис. 6.51 в, г), (рис. 6.52 д, е).

КНБК на основе сплошной стабилизации интервала ствола (квадратные УБТ, стабилизирующие устройства) (рис. 6.51 д, ж) являются эффективным средством предупреждения искривления ствола скважины, однако они не нашли широкого применения из-за ряда технологических ограничений.

6.3. Автоматизированные системы направленного бурения

Автоматизированная система направленного бурения (АСНБ) предназначена для бурения по запланированной траектории в автоматическом или полуавтоматическом режиме.

АСНБ включает следующие основные узлы:

- отклоняющее устройство;
- забойную телесистему с навигационными и каротажными датчиками;
- источник питания (генератор или аккумулятор);
- наземную аппаратуру;
- канал связи забойной телесистемы с наземной аппаратурой.

Внедрение в промысловую практику забойных телесистем в конце 80-х годов прошлого века способствовало созданию технологии направленного бурения, основанной на управляемом забойном двигателе-отклонителе. В отличие от традиционной технологии направленного бурения, в которой для реализации каждого участка проектного профиля скважины использовались специальная КНБК, данная технология позволяла осуществлять проводку нескольких сопряженных участков профиля скважины или всей скважины с помощью управляемого забойного двигателя-отклонителя. При этом целенаправленное искривление ствола скважины производится при ориентированном скольжении забойного двигателя-отклонителя, а бурение прямолинейных участков профиля – при вращении бурильной колонны ротором буровой установки. Такая технология позволила осуществлять проводку наклонных и горизонтальных скважин по сложным видам профиля с высокой точностью.

Однако система направленного бурения на основе забойного двигателя-отклонителя имеет существенные недостатки, сдерживающие дальнейшее развитие технологии направленного бурения, а также повышение эффективности строительства направленных скважин:

- в точках перехода с режима скольжения на вращение забойного двигателя-отклонителя образуется уступ в стенке скважины и резкий изгиб её ствола, что способствует возникновению в таком случае различных осложнений;
- при вращении забойного двигателя-отклонителя имеет место тенденция к формированию спиральной формы ствола скважины, что приводит к осложнениям в процессе бурения и к необходимости проведения дополнительных работ по подготовке ствола перед спуском обсадных колонн, а также к снижению качества крепи скважины;
- в режиме скольжения забойного двигателя-отклонителя затруднено поддержание

оптимальной нагрузки на долото, что существенно снижает механическую скорость бурения;

- управление забойным двигателем-отклонителем в режиме скольжения обеспечивается преимущественно путём поворота ротором буровой установки верхнего конца бурильной колонны, которая находится под действием реактивного момента в скрученном состоянии, поэтому трудно сохранять требуемое направление долота;

- снижение влияния угла закручивания бурильной колонны на управление забойным двигателем-отклонителем приводит к необходимости использования низкомоментных шарошечных долот вместо поликристаллических долот типа PDC, обладающих высокими показателями бурения;

- при бурении в режиме скольжения существенно возрастает трение бурильной колонны со стенкой ствола скважины, что приводит к снижению показателей бурения и эффективности управления забойным двигателем-отклонителем;

- при вращении забойного двигателя-отклонителя возникают значительные вибрации и крутильные колебания низа бурильной колоны, снижающие ресурс работы породоразрущающего инструмента, забойной телесистемы, а также самого забойного двигателя-отклонителя;

- дополнительные затраты мощности затрачиваются на расширение и калибровку ствола скважины при вращении забойного двигателя-отклонителя;

- бурение в режиме скольжения бурильной колонны способствует накоплению шлама в стволе скважины и, как следствие, возникновению различного рода осложнений;

- высокий риск ошибочных действий оператора при управлении забойным двигателем-отклонителем.

Необходимость в дальнейшем совершенствовании технологии направленного бурения привела к созданию отклоняющих инструментов, в которых система управления находится непосредственно на забое, что позволило исключить бурильную колонну как элемент управления отклоняющим устройством. Направленное бурение такими системами производится при постоянном вращении бурильной колонны. При этом исключаются недостатки, присущие технологии направленного бурения забойным двигателем-отклонителем в режиме его скольжения.

Необходимость применения АСНБ диктуется следующими факторами:

- увеличение сложности проектного профиля наклонных и горизонтальных скважин;

- широкое применение при освоении нефтегазовых месторождений скважин с большим смещением забоя и субгоризонтальных скважин;

- увеличение средней глубины эксплуатационных направленных скважин.

Создание промышленных образцов АСНБ стало возможным после разработки конструкций отклоняющих устройств, забойных телесистем, обеспечивающих прямую и обратную связь с наземной аппаратурой, а также высокопроизводительного породоразрушающего инструмента для бурения в широком диапазоне горных пород. Основные преимущества технологии бурения АСНБ по сравнению с бурением управляемым забойным двигателем-отклонителем заключаются в следующем:

- высокая скорость бурения за счёт оперативного контроля и оптимизации режима бурения;

- получение плавной траектории бурения и, как следствие, снижение затрат времени на подготовку ствола скважины к спуску и цементированию обсадных колон;

- высокое качество ствола способствует снижению осложнений, связанных со спуском и подъёмом бурильных и обсадных колонн;

- уменьшение влияния субъективного фактора на процесс направленного бурения скважины.

В целом использование АСНБ способствует повышению качество скважины как объёкта долговременной эксплуатации.

Известные конструкции отклоняющих устройств АСНБ реализуют два способа формирования траектории бурения:

- фрезерование стенки ствола скважины боковой поверхностью долота за счёт отклоняющей силы (рис. 6.53);
- ассиметричное разрушение забоя скважины (рис. 6.54).

В отклоняющем устройстве, схема которого представлена на рис. 6.53А отклоняющая сила на долоте создаётся за счёт изменения диаметра опорного элемента, расположенного выше наддолотного центратора. При этом также обеспечивается и перекос долота, но искривление ствола осуществляется преимущественно за счёт фрезерования боковой поверхностью долота стенки ствола скважины ввиду незначительной величины угла перекоса долота. В схеме отклоняющего устройства по рис. 6.53Б искривление ствола осуществляется только за счёт создания отклоняющей силы на долоте.

Необходимо отметить, что при фрезеровании долотом стенки ствола скважины за счёт отклоняющей силы темп изменения направления траектории бурения определяется факторами (физико-механические свойства горных пород, величина отклоняющей силы,

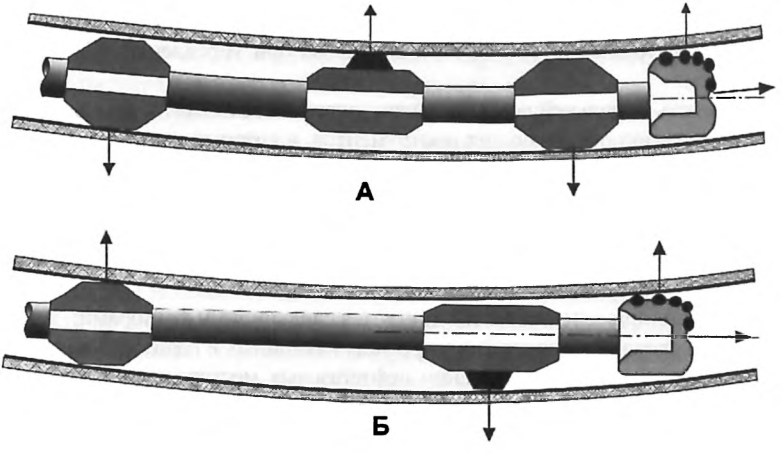


Рис. 6.53. Схема отклоняющих устройств АСНБ для роторного способа бурения. А - создание отклоняющей силы на долоте за счёт управляемого опорного элемента. Б - смещение долота с помощью наддолотного отклонителя



Рис. 6.54. Отклоняющее устройство АСНБ для бурения роторным способом

состояние вооружения долота), которые изменяются со временем и глубиной и в силу своей неопределённости не поддаются точному учёту при проведении прогнозных расчётов [77, 87, 91, 94, 95]. Кроме того, наличие отклоняющей силы существенно снижает показатели бурения, а также ресурс работы породоразрушающего инструмента и в целом отклоняющего устройства, приводит к неоправданным энергетическим затратам на фрезеование стенки ствола.

На рис. 6.54 показана схема отклоняющего устройства, в котором вал вращается внутри неподвижного относительно стенки скважины корпуса. При направленном изгибе вала создаётся возможность управления перекосом долота, что позволяет реализовать принцип ассиметричного разрушения забоя скважины, при котором отклоняющая сила на долоте сводится к нулю.

В последнее время наметилась тенденция к использованию в АСНБ забойного двигателя ввиду следующих преимуществ таких систем:

- увеличение частоты вращения долота и повышение скорости бурения;
- снижение частоты вращения бурильной колонны и вращающего момента, что способствует уменьшению нагрузок на буровое оборудование и бурильную колону;
- уменьшение изнашивания бурильных труб и промежуточных обсадных колонн в процессе бурения.

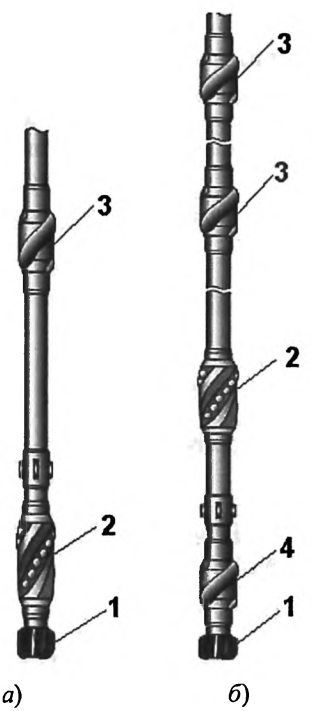


Рис. 6.55. Схема АСНБ с управляемым центратором. 1 – долото; 2 - управляемый центратор; 3 – центратор; 4 – наддолотный калибратор

На рис. 6.55 представлено отклоняющее устройство, в котором в качестве отклоняющего элемента использован центратор с изменяемым в забойных условиях диаметром. Управляемый центратор в составе АСНБ может быть установлен непосредственно над долотом (рис. 6.55А) или над нижним центратором (рис. 6.55Б).

Конструктивная схема АСНБ (рис. 6.55Б) с управляемым центратором позволяет использовать принцип искривления ствола, основанный на ассиметричном разрушении забоя скважины и реализованный в КНБК с оптимальными размерами [73, 78, 82].

Выбор конструктивной схемы АСНБ с управляемым центратором и оптимизация её размеров по критерию, в соответствии с которым отклоняющая сила на долоте и угол его перекоса равны нулю, является актуальной задачей, решение которой позволит повысить эффективность технологии бурения субгоризонтальных и горизонтальных интервалов профиля направленных скважин.

В качестве управляемого центратора в системе АСНБ, представленной на рис. 6.55, может быть использовано, например, устройство фирмы «Андергейдж» с гидравлическим или механическим управлением выдвижными элементами [11]. Данная система АСНБ позволяет корректировать зенитный угол в процессе бурения, и может быть использована в

случаях, когда необходимость в изменении азимутального направления траектории бурения очень низкая. Система АСНБ, основанная на управляемом центраторе совершенствуется, и есть сведения о создании модификации, которая позволяет осуществлять буре ние с целенаправленным изменение азимута ствола [11].

АСНБ на основе устройства PowerDrive (Shhlumberger) обеспечивает выполнение пространственной траектории бурения при постоянном вращении бурильной колонны. Гидравлически выдвигающиеся толкатели создают на долоте отклоняющую силу, направление которой определяется положением клапана (рис. 6.56). Управление клапаном осуществляться эксцентричным грузом или с помощью специального управляющего механизма с электрическим или гидравлическим приводом. Каждый толкатель в процессе одного оборота устройства упирается в стенку скважины только в секторе, который противоположен направлению искривления. Когда искривление ствола не требуется, клапан переводится в нейтральное положение. При этом все толкатели выдвигаются и отклоняющее устройство Power-Drive работает как обычный калибратор.

Система может работать автономно или с телесистемами, передающими информацию на поверхность в реальном масштабе времени.

Технология роторного бурения с помощью системы PowerDrive рассчитана в основном на проводку скважин с большим смещением забоя от вертикали и горизонтальными участками. За счет постоянного вращения бурильной колонны уменьшаются силы трения труб со стенкой скважины, улучшается её очистка, сглаживается траектория, повышается механическая скорость бурения.

АСНБ на основе PowerDrive имеет длину 3.8 м и состоит из двух основных частей:

- отклоняющее устройство, создающее отклоняющую силу на долоте;
- узел управления с турбогенератором тока, датчиками и электроникой, определяющей направление и величину бокового усилия на долото, расположенный в немагнитном корпусе над отклоняющим устройством.

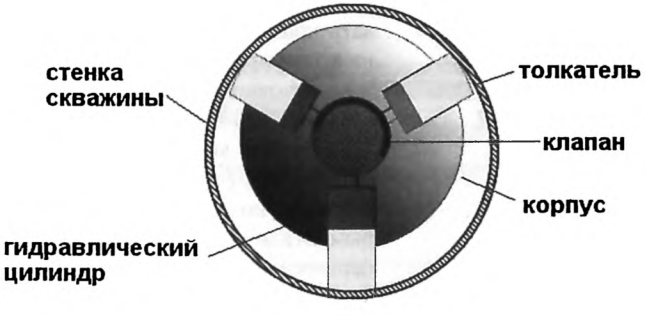


Рис. 6.56. Схема отклоняющего устройства типа PowerDrive

Программы АСНБ PowerDrive могут контролироваться в процессе бурения с поверхности по гидравлическому каналу связи. Двусторонняя связь возможна при помощи электромагнитного канала связи между узлом управления системы и размещенной над ним забойной телесистемой. В таком случае на поверхность передается инклинометрическая информация и подтверждение приема переданных с поверхности команд. АСНБ PowerDrive используется как при бурении наклонных и горизонтальных скважин, так и для проводки вертикальных скважин.

Аналогом АСНБ является система роторного бурения AutoTrak фирмы Baker Hughes Inteq.

Принцип работы указанных АСНБ основан на использовании отклоняющей силы, поэтому породоразрушающий инструмент должен иметь достаточную для разрушения горной породы в поперечном направлении фрезерующую способность.

Кроме преимуществ АСНБ с устройством, создающим отклоняющую силу на долоте, имеют место недостатки, свойственные технологии управления траекторией бурения за счёт фрезерования стенки ствола скважины в боковом направлении:

- высокая зависимость темпа искривления ствола от механических свойств разбуриваемых горных пород, режима и скорости бурения, состояния вооружения долота;
- снижение механической скорости в режиме корректирования траектории бурения;
- дополнительные затраты мощности на боковое фрезерование стенки ствола скважины.

В АСНБ роторного бурения GeoPilot® гибкий вал установлен на верхней и нижней опорах в корпусе [119]. Гибкий вал может в средней точке смещаться от оси с помощью отклоняющего узла, выполненного в виде эксцентриковых колец, которые поворачиваются на заданный угол установки отклонителя от осевой линии (рис. 6.57). Нижняя опора выполнена в виде плавающего подшипника, что позволяет долоту, жестко связанному с нижним концом гибкого вала, отклоняться в направлении, противоположном направлению изгиба. Осевая нагрузка на долото передаётся через корпус устройства.

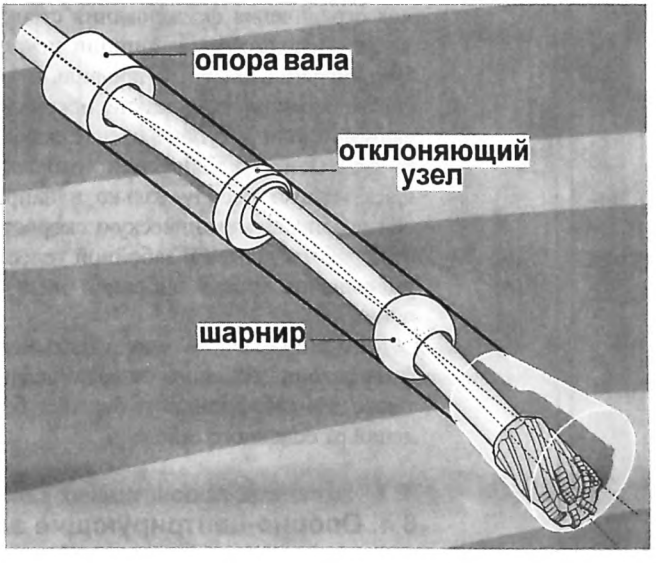


Рис. 6.57. Схема отклоняющего устройства системы роторного бурения GeoPilot®

Управляемый компьютером отклоняющий узел автоматически определяет любое смещение корпуса в окружном направлении и компенсирует его за счет поворота в противоположную сторону эксцентриковых колец.

Система АСНБ GeoPilot® может осуществлять управляемое бурение в двух режимах. В режиме ручного управления специалист по наклонному бурению сам задает и

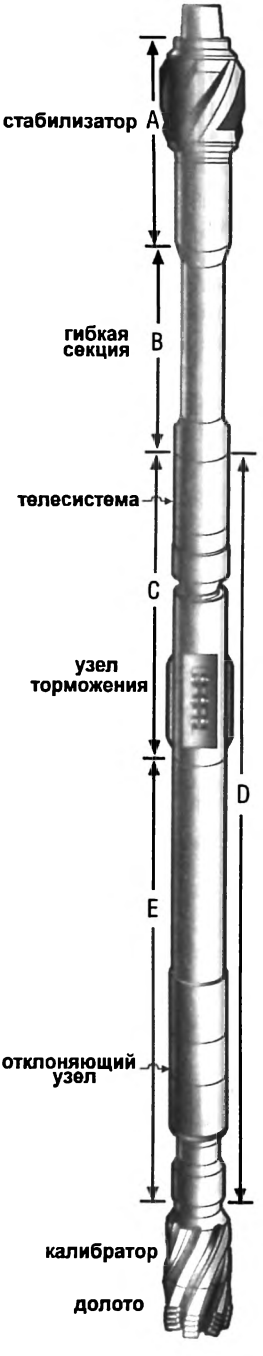


Рис. 6.58. Компоновка АСНБ GeoPilot® для роторного бурения

контролирует направление отклонения долота. В автоматическом режиме инструмент выбирает направление на основе параметров предварительно запрограммированной траектории бурения. Если не требуется искривление ствола, то система отклонения ствола отключается и бурение производится по прямолинейной траектории.

Компоновка АСНБ для роторного бурения GeoPilot® включает (рис. 6.58) породоразрушающий инструмент, отклоняющее устройство, корпус которого оснащён узлом торможения, забойную телесистему, гибкую секцию и опорный элемент-стабилизатор. Породоразрушающий инструмент, узел торможения и стабилизатор корпуса являются опорами, определяющими положение АСНБ в стволе скважины.

В АСНБ GeoPilot® управление траекторией бурения осуществляется за счёт поворота долота, поэтому нет необходимости в применении долот с агрессивным боковым вооружением, наоборот целесообразно использование наддолотных калибраторов или долот с удлинённой боковой поверхностью, для ограничения фрезерования стенки ствола скважины. Используемый принцип искривления позволяет получать плавный профиль ствола скважины, свести к минимуму резкие искривления ствола и формирование уступов в стенке скважины.

Создание условий, при которых долото разрушает горную породу только в направлении своей оси повышает механическую скорость бурения, ресурс работы долота и забойной телесистемы за счёт уменьшения уровня вибраций низа бурильной колонны.

АСНБ GeoPilot® может быть использована для фрезерования бокового окна в обсадной колонне, а также для забуривания и бурения боковых ответвлений от основного ствола.

6.4. Опорно-центрирующие элементы

По назначению опорно-центрирующие элементы разделяются на калибраторы и центраторы.

Калибратор – породоразрушающий инструмент, устанавливаемый непосредственно над долотом для расширения и выравнивания ствола до диаметра долота, снижения поперечных колебаний бурильной колонны, действующих на долото и забойный двигатель. Калибратор ограничивает фре-

зерующую способность долота, что предупреждает формирование резких искривлений ствола при бурении КНБК различного назначения. Применение калибратора в КНБК улучшает качество ствола скважины, повышает ресурс работы забойного двигателя и долота, а также повышает технико-экономические показатели бурения.

Центраторы – опорно-центрирующие элементы, являющиеся элементами технологического оснащения КНБК для стабилизации параметров кривизны ствола скважины или их изменения с заданной интенсивностью. Различают центраторы забойного двигателя (корпусные, межсекционные) и колонные для роторного способа бурения, которые устанавливаются между секциями УБТ.

ОЦЭ лопастного типа являются наиболее распространенной конструкцией и применяются при бурении вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин на нефть и газ. ОЦЭ данного типа состоят из корпуса с резьбами по концам и прямых или искривленных лопастей, рабочая поверхность которых армирована износостойким материалом.

Лопастные ОЦЭ выпускаются с прямыми и спиральными лопастями (рис. 6.59, 6.60).

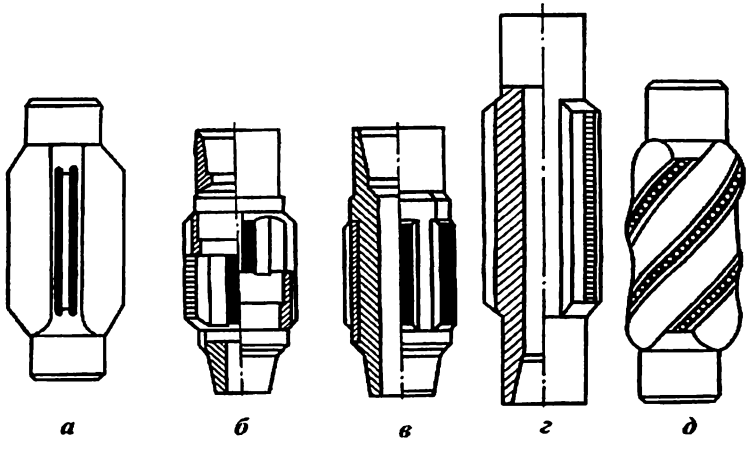


Рис. 6.59. Лопастные калибратор:. а – корпусной с прямыми лопастями; б – со сменной муфтой на эксцентричной посадке; в – со сменной муфтой на кулачковой посадке; г - со съемными лопастями; д – корпусной со спиральными лопастями

Техническая характеристика лопастных ОЦЭ включает следующие основные параметры:

- вид лопастей (прямые, спиральные);
- количество (n) лопастей;
- длина (S) лопасти;
- расстояние (h) между крайними точками спиральной лопасти вдоль оси ОЦЭ;
- ширина ($в$) лопасти;
- расстояние (a) между соседними лопастями;
- угол (ψ) подъёма винтовой лини лопасти (для спиральных ОЦЭ);
- коэффициент ($К_{лин}$) линейного перекрытия сечения ствола скважины;
- объёмный коэффициент ($К_{об}$) перекрытия ствола скважины;

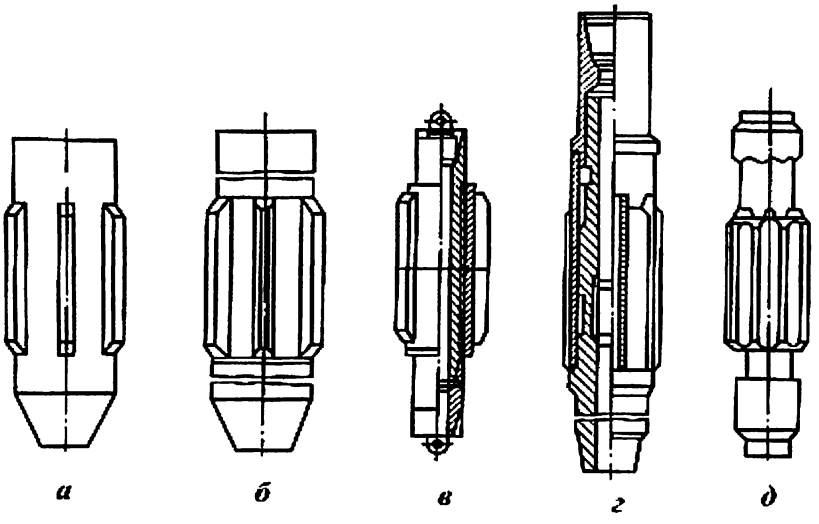


Рис. 6. 60. Лопастные центраторы: а – со стальными прямыми лопастями; б – резино-каркасный; в – вращающийся на резино-металлической опоре; г – центратор шарнирный; д – плавающий центратор вала забойного двигателя.

- коэффициент ($К_{ПЕР}$) перекрытия проходного сечения канала между лопастями (проходное сечение канала «в свету»);
- общая площадь (S) свободного сечения ствола скважины в месте размещения ОЦЭ;
- номинальный диаметр ($D_{НОМ}$);
- присоединительные резьбы;
- коэффициент вооружённости (отношение площади износостойкого материала к рабочей поверхности лопасти);
- длина корпуса.

Длина лопасти - это расстояние между крайними точками вдоль её оси. У ОЦЭ со спиральными лопастями данный параметр определяется по формуле (см. рис. 6.61):

$$L = \frac{h}{\cos\psi}, \tag{6.12}$$

где h - расстояние между крайними точками лопасти вдоль оси ОЦЭ, мм;
ψ - угол подъёма лопасти, град.

Угол (ψ) подъёма лопасти – это угол между образующей поверхности корпуса ОЦЭ и касательной к оси лопасти в данной точке (рис. 6.61).

Величина коэффициента ($К_{ПЕР}$) перекрытия проходного канала между лопастями определяется по формуле (рис. 6.62):

$$K_{ПЕР} = \frac{h \cdot tg\psi}{a} \cdot 100(\%), \tag{6.13}$$

где *а* – расстояние между лопастями (длина дуги окружности корпуса между лопастями), мм.

Максимальный угол подъёма лопасти, при котором проходной канал «в свету» будет перекрыт равен:

$$\psi = arctg\frac{a}{h}. \tag{6.14}$$

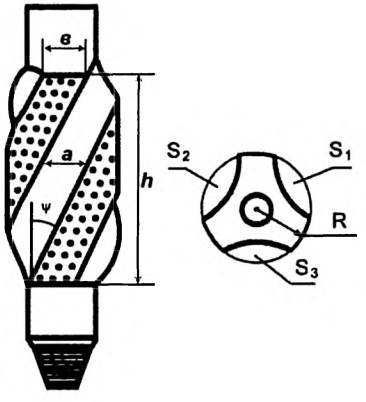


Рис. 6.61. Опорно-центрирую-щий элемент со спиральными лопастями

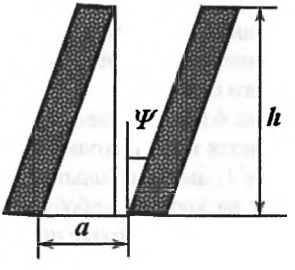


Рис. 6.62. Схема расчёта коэффициента перекрытия проходного канала между спиральными лопастями

Угол подъёма лопасти, при котором обеспечивается наилучший режим выноса выбуренных частиц шлама горной породы с забоя определяется по формуле [101]:

$$\psi = arctg\frac{D \cdot S}{2 \cdot Q} \cdot \omega, \tag{6.15}$$

где Q – расход промывочной жидкости, м^3/с;
$S = S_1 + S_2 + S_2$ - общая площадь межлопастного поперечного сечения, м^2;
D – диаметр ОЦЭ, м;
ω – угловая скорость вращения ОЦЭ, рад./сек.

Коэффициент ($К_{лин}$) линейного перекрытия сечения ствола скважины:

$$K_{лин} = \frac{\pi \cdot D_д - a \cdot n}{\pi \cdot D_д} \cdot 100(\%), \tag{6.16}$$

где $D_д$ – диаметр долота (скважины), мм;
a – расстояние между лопастями (длина дуги окружности корпуса между лопастями), мм;
n – количество лопастей.

Величина объёмного коэффициента ($К_{об}$) перекрытия ствола скважины определяется соотношением:

$$K_{об} = \frac{\pi \cdot D_д^2 - 4 \cdot S}{\pi \cdot D_д^2} \cdot 100(\%) . \qquad (6.17)$$

Калибраторы обычно выполняются с нижней и верхней муфтовыми резьбами. У колонных центраторов, которые размещаются между секциями УБТ, нижняя резьба ниппельная, а верхняя – муфтовая.

По способу закрепления корпусные центраторы забойного двигателя разделяются на стационарные и передвижные. Стационарные центраторы размещаются в разъёмах секций забойного двигателя, в нижней часть его шпинделя или непосредственно над верхней секцией забойного двигателя. Передвижной центратор может быть установлен и закреплён в любом месте на корпусе забойного двигателя.

Колонные центраторы устанавливаются по длине бурильной колонны выше КНБК для снижения возможности возникновения осложнений и аварийных ситуаций в процессе роторного бурения.

На рис. 6.63 представлен сменный центратор (2ЦД-280М), который устанавливается и закрепляется в месте кольцевой проточки на корпусе турбобура [48]. Центратор включает муфту 1, два полукольца 2, четыре пальца 3 и штифты 4. Сменный центратор устанавливают на корпус турбобура ТСШ-240 в следующем порядке: полукольца 2 размещают в кольцевой проточке под элеватор в шпинделе турбобура, на корпус шпинделя устанавливают муфту 1. После совмещения отверстий полуколец 2 и муфты 1 последняя фиксируется пальцами 3 и штифтами 4. Данный центратор может быть установлен на корпусе забойного двигателя (турбобура или винтового забойного двигателя) с номинальным диаметром 240 мм, только в том месте, где имеется кольцевая проточка.

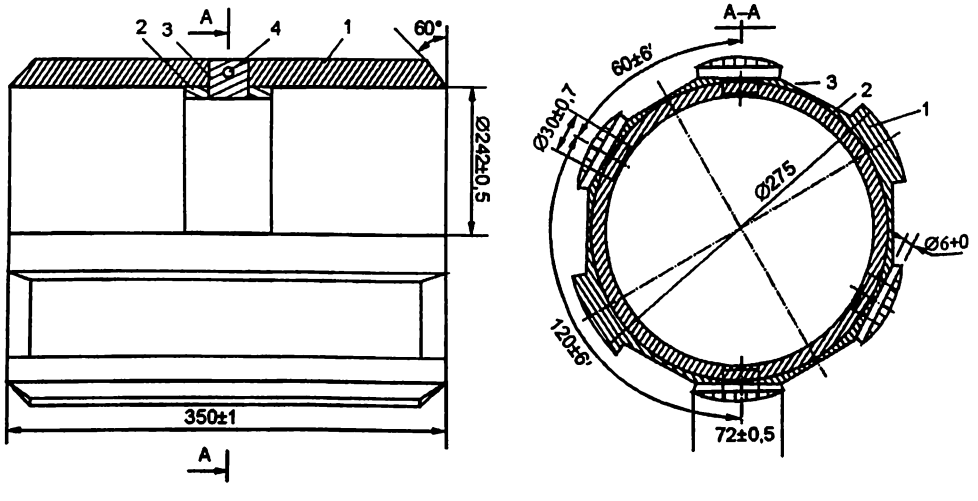


Рис. 6.63. Сменный центратор (2ЦД-280М)

Широкое применение нашли стационарные центраторы при бурении наклонных скважин турбобурами диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм. При данном соотношении диаметров турбобура и долота невозможно создать надёжную конструкцию передвижного центратора, который можно устанавливать в любом месте на корпусе шпинделя. Поэтому единственным местом для обеспечения опоры турбобура с целью управления траекторией бурения является ниппельная часть шпинделя. Конструкция такого центратора показана на рис. 6.64.

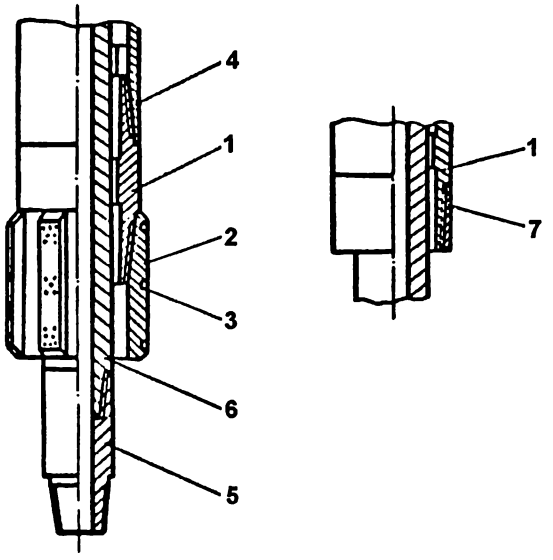


Рис. 6.64. Центратор забойного двигателя типа 1-ЦД. 1 – ниппель шпинделя, 2 – муфта, 3 – износостойкие вставки, 4 – корпус шпинделя, 5 – переводник, 6 – вал шпинделя, 7 – защитный кожух

Шпиндель может эксплуатироваться без центрирующей муфты 2. В этом случае с целью предупреждения повреждения резьбы на ниппель 1 шпинделя устанавливается гайка 7.

Для забойного двигателя разработан стационарный центратор с упругими центрирующими лопастями (рис. 6.65).

Упругий центратор забойного двигателя состоит из корпуса 1, на котором выполнены проточки, собственно каркаса 2 с упругими лопастями и обрезиненной нижней радиальной опоры 3. Для предотвращения проворачивания опоры 3 на корпус наворачивается сцепная упорная гайка 4 с левой резьбой. Упругий каркас 2 выполнен в виде пары цилиндрических колец, соединенных четырьмя упругими лопастями, расположенными по отношению друг к другу в окружном направлении под 90°. На верхнем конце корпуса 1 выполнена резьба для соединения его с корпусом забойного двигателя. Внутрь корпуса 1 вставляется удлинитель, который верхним концом соединяется со шпинделем забойного двигателя и передает крутящий момент на долото. Упругие свойства центратора предупреждают возникновение поперечных и продольных колебаний бурильной колонны, тем самым повышая ресурс забойного двигателя.

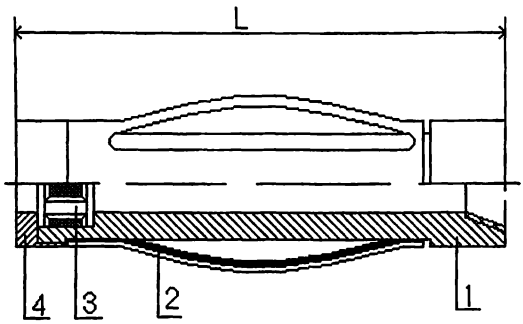


Рис. 6.65. Упругий центратор забойного двигателя. 1 - корпус, 2 - каркас с упругими опорными лопастями, 3 - обрезиненная нижняя радиальная опора вала, 4 - упорная гайка

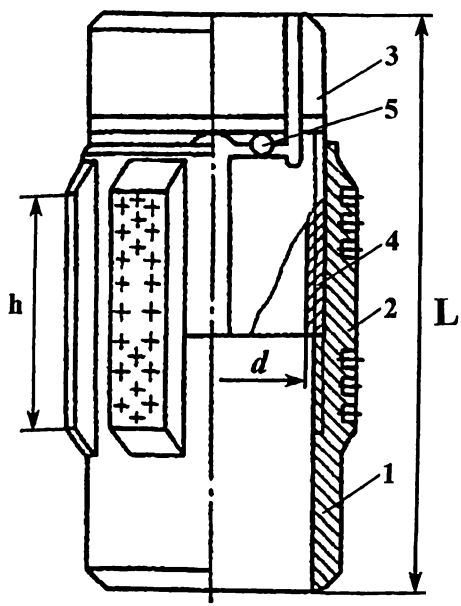


Рис. 6.66. Передвижной центратор забойного двигателя

Межсекционные центраторы устанавливаются между секциями забойного двигателя. При этом корпус такого центратора становится частью корпуса забойного двигателя, так как жестко соединяется с корпусами соседних секций с помощью корпусных резьбовых соединений. Такие центраторы могут быть выполнены на основе какого-либо элемента забойного двигателя, например, межсекционного переводника или в виде вставного центратора. В последнем случае такой центратор должен включать вал, для соединения валов секций забойного двигателя.

Место установки стационарных центраторов определяется конструкцией забойного двигателя, а не требованиями технологии направленного бурения, что ограничивает функциональные возможности КНБК, оснащённых центраторами данного типа, по управлению траекторией бурения.

На рис. 6.66 показан разрез передвижного центратора забойного двигателя, который может быть закреплён в любом месте на его корпусе [116].

Передвижной центратор забойного двигателя (рис.6.66) состоит из корпуса 1 с лопастями 2 и цанги 3 с Г-образной сквозной прорезью. Цанга 3 соединяется с корпусом 1 с помощью резьбового соединения 4. Для предупреждения деформации цанги 3 при закре-

плении центратора на корпусе забойного двигателя в поперечной прорези установлен ограничитель 5. При свинчивании резьбового соединения 4 цанга 3 охватывает корпус забойного двигателя и удерживает центратор от перемещения. Поперечный участок прорези цанги 3 выполнен наклонным по отношению к оси симметрии центратора. При сжатии цанги 3 края поперечного участка прорези через ограничитель 5 взаимодействуют друг с другом, деформируют цангу 3 в осевом направлении и приводят в соответствие угол подъёма её резьбы углу подъёма корпуса 1. Данный центратор разработан для забойных двигателей с диаметром корпуса 235-- 242 мм и 167-174 мм при работе с долотом диаметром 295.3 (393.7) и 215.9 мм соответственно.

Виды, типы, область применения и вооружения калибрующих и опорно–центрирующих устройств для различных горно-геологических условий бурения приведены в табл. 6.34.

В табл. 6.35 и 6.36 представлены основные размеры калибраторов и центраторов, соответствующие отраслевому стандарту [36].

ОЦЭ выпускаются следующими предприятиями РФ:

ОАО «Волгобурмаш» (калибраторы диаметром 215.9 и 295.3 мм);

ОАО НПП «Бурсервис» (калибраторы в диапазоне диаметров 91–687мм);

ОАО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» (калибраторы и лопастные диаметром 189.7 --269.9 мм и калибраторы со сменной муфтой диаметром 295.3-393.7 мм, колонные центраторы для роторного бурения

- передвижные центраторы З-ЦДП для забойного двигателя диаметром 172-240 мм, центраторы ниппельные I-ЦД для забойных двигателей диаметром 172 мм, 195 мм).

Номенклатура выпускаемых ОЦЭ указанных предприятий позволяет выбирать типоразмеры калибраторов и центраторов с необходимыми присоединительными резьбами для условий бурения конкретной скважины.

Наружные диаметры калибраторов, центраторов и стабилизаторов (D) применительно к диаметрам долот, их предельные отклонения, длины калибрующих или опорно-центрирующих поверхностей и присоединительные резьбы должны соответствовать указанным в табл. 6.35 и 6.36.

ТАБЛИЦА 6.34

ВИДЫ, ТИПЫ, ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ВООРУЖЕНИЕ КАЛИБРУЮЩИХ И ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ (ОСТ39-078-79)

Наименование устройства	Конструктивное исполнение	Вид	Тип	Область применения (по породам)	Вооружение
1	2	3	4	5	6
Калибратор	Лопастной с прямыми лопастями	К	МС	Мягкие и средней твердости	Твердосплавные вставки
		КА	СТ	Средней твердости и твердые	Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КИ	МСТ	Мягкие, средней твердости и твердые	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	КС КСА	СТ	Средней твердости и твердые	Твердосплавные вставки Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КСИ	СТК	Средней твердости, твердые и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.34

Центратор забойного двигателя	Лопастной с прямыми лопастями	ЦД	МСТ	Мягкие, средней твердости и твердые	Твёрдосплавные вставки
			МСТК	Средней твердости и твердые	Славутич, твёрдосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ	Мягкие, средней твердости и твердые	Твёрдосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средней твердости и крепкие	Славутич, твёрдосплавные вставки
Центратор колонный	Лопастной с прямыми лопастями	Ц	МСТ	Мягкие, средней твердости и твердые	Твёрдосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средней твердости и крепкие	Славутич, твёрдосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦС	МСТ	Мягкие, средней твердости и твердые	Твёрдосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средней твердости, твердые и крепкие	Славутич, твёрдосплавные вставки

ТАБЛИЦА 6.35
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ КАЛИБРАТОРОВ (ОСТ39-078-79)

Номинальное значение диаметра долота, мм		Калибратор					
		Диаметр D, мм				Длина калибрующих поверхностей относительно диаметра D, мм	Присоединительные резьбы: нижняя -муфта; верхняя муфта или ниппель
Шарошечного	Алмазного, ИСМ	Номинальное значение	Предельное отклонение видов				
			К и КС	КА и КСА	КИ и КСИ		
93.0		92.2;93.0	-0.20	-0.50	-0.80	0.8-8.0 D	З-66 ГОСТ 20692-75
112.0		110.0;112.0					
120.6		119.0; 120.6					З-76 ГОСТ 20692-75
132.0		130.4; 132.0	-0.30		-0.85		З-88 ГОСТ 20692-75
	138.1	137.2; 138.1					
139.7		138.1;139.7					
	141.3	140.4;141.3					
142.9		141.3; 142.9					
	149.4	148.5; 149.4					
151		149.4; 151					
	157.1	156.2; 157.1					
158.7		157.1; 158.7					
161.0		159.4; 161.0					
	168.5	162.6; 163.5					

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.35

165.1		163.5; 165.1					
	185.7	184.7; 185.7	-0.40	-0.60	-0.95		3-117 ГОСТ 20692-75
	188.9	187.9; 188.9					
190.5		188.9; 190.5					
	198.4	197.4; 198.4					
	(211.1)	(210.1; 211.1)					
	214.8	213.3; 214.3					
215.9		214.8; 215.9					
	(220.7)	(219.7; 220.7)					
	(227.0)	(226.0; 227.0)					
(228.6)		(225.4; 227.0; 228.6)					
	242.1	241.1; 242.1				0.8-2.5 D	3-152 ГОСТ 20692-75
244.5		(241.3); 242.9; 244.5					
	248.4	(247.4; 248.4)					
250.8		(247.6); 249.2; 250.8					
	267.5	266.5; 267.5	-0.50	-0.7	-1.00		
269.9		(266.7); 268.3; 269.9					
	292.9	291.9; 292.9					
295.3		(292.1); 293.7; 295.3					

Примечание: Диаметр долот и калибраторов, указанный в скобках, применять не рекомендуется;

ТАБЛИЦА 6.36
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ЦЕНТРАТОРОВ (ОСТ39-078-79)

Номинальный диаметр долота, мм		Центратор						
		Забойного двигателя			Колонный			Присоединительные резьбы: нижняя - ниппель; верхняя муфта
шарошечного, лопастного	алмазного, ИСМ	Диаметр D, мм			Диаметр D, мм			
		Номинальный	Пред.откл.		Номинальный	Пред.откл.		
			Виды ЦД и ЦДС типов			Виды ЦД и ЦДС типов		
			МСТ	МСТК		МСТ	МСТК	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
112.0	-	106.0; 108.0; 110.0	-0.2	-0.8	110.4; 112.0	-0.30	-0.80	3-78 ГОСТ 5286-75
120.6	-	114.0; 116.0; 118.0			119.0; 120.6			
132.0	-	126.0; 128.0; 130.0	-0,25	-0,85	130.4; 132.0	-0.40	-0.85	3-86; (3-88) Гост 5286-75
-	138.0	132.0; 134.0; 136.0			137.2; 138.1			
139.7	-	132.0; 134.0; 136.0			138.1; 139.7			
-	141.3	138.0; 140.0			140.4; 141.3			
142.9	-	138.0; 140.0; 142.0			141.3; 142.9			
-	149.4	148.0			148.5; 149.4			(3-101); 3-102 ГОСТ 5286-75
151.0	-	150.0			149.4; 151.0			
	157.1	150.0; 152.0; 154.0; 156.0			156.2; 157.1			

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 6.36

158.7	-	154.0; 156.0; 158.0			157.1; 158.7			
161.0	-	160.0			159.4; 161.0			
-	163.5	158.0; 160.0; 162.0			162.6; 163.5			
165.1		160.0; 162.0; 164.0			163.5; 165.1			
-	(169.8)	(164.0;166.0; 168.0)			168.9; 169.8			(3-121); 3-122 ГОСТ 5286-75
	188.9	184.0; 186.0	-0.3	-0.95	187.9; 188.9	-0.5	-0.95	
190.5	-	188.0; 190.0			188.9; 190.5			
215.9	-	212.0; 214.0			214.3; 215.9			3-133; 3-140; (3-147) ГОСТ 5286-75
-	(220.7)	(214.0; 216.0; 218.0)			(219.7; 220.7)			
(223.3)	-	(216.0; 218.0)			(220.7; 2223)			
-	242.1	232.0; 236.0; 240.0			241.2; 242.1			(3-152; 3-161; 3-162; 3-171 ГОСТ 5286-75
244.5		232.0; 234.0; 236.0; 240.0						
250.8		244.0; 248.0			247.6; 249.2; 250.8			
	267.5	250.0; 254.0; 258.0; 262.0; 266.0	-0.35	-1.00	266.5; 267.5	-0.8	-1.0	3-171 ГОСТ 5286-75; 3-177 ГОСТ 20692-75
269.9		254.0; 258.0; 262.0; 266.0			266.7; 268.3; 269.9			
	292.9	270.0; 275.0; 280.0; 285.0			291.9; 292.9			
295.8		270.0; 275.0; 280.0; 285.0; 290.0			292.1; 293.7; 295.3			
490.0		460.0; 470.0; 480.0			433.6; 486.8; 490.0			

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЁТ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

7.1. Упругие свойства бурильной колонны КНБК

7.1.1. Устойчивость бурильной колонны

В данном разделе рассматривается история вопроса, а также решения, полученные на разных этапах специалистами в области предупреждения искривления вертикальных скважин. Ретроспективный анализ работ отечественных и зарубежных исследователей позволит специалистам, занимающихся вопросами бурения не только вертикальных скважин, но и направленным бурением вообще, глубже понять механизм поведения бурильной колонны при проводке наклонных и горизонтальных скважин.

Вопросы искривления скважин достаточно подробно изложены в технической литературе, проведены теоретические, экспериментальные и промысловые исследования, разработаны технологические инструкции и регламенты, однако актуальность данной темы не снижается, а в некоторых нефтегазодобывающих регионах задачи предупреждения искривления вертикального ствола требуют и сегодня своего решения.

Важным технологическим фактором, определяющим отклонение ствола скважины от вертикали, является продольная устойчивость расположенной над долотом бурильной колонны. При потере устойчивости бурильной колонны на долоте появляется отклоняющая сила, под действием которой долото будет разрушать забой скважины под углом к оси скважины и фрезеровать стенку ствола, что приведёт к искривлению скважины.

Основоположником теории устойчивости и форм равновесия упругих систем является механик и математик, член Петербургской Академии наук Леонард Эйлер (1708 -1783 г.г.).

Эйлер рассматривал (1744-1757 г.г.) устойчивость вертикально расположенного весомого стержня с шарнирными опорами, нагруженного осевой сжимающей силой (рис. 7.1). При этом шарнирные опоры ограничивают поперечное смещение концов стержня.

Вместе с авторами работы [66] проследим за выкладками Эйлера.

Элемент $q \cdot d\zeta$ распределённой нагрузки вызывает в сечении с абсциссой z изгибающий момент - $q \cdot d\zeta \cdot [v(z)-v(\zeta)]$. Полный изгибающий момент в данном сечении равен сумме моментов всех сил, расположенных между верхним концом стержня и рассматриваемым сечением.

$$M(z) = -\int_0^z q \cdot [v(z) - v(\zeta)] d\zeta - P \cdot v(z) \qquad (7.1)$$

С другой стороны, принимая во внимание, что прогибы стержня по сравнению с его длиной малы, для получения уравнению изогнутой оси Эйлер воспользовался приближённым уравнением для кривизны:

$$M(z) = EJ\frac{d^2v}{dz^2} \qquad (7.2)$$

При этом интегро-дифференциальное уравнение изогнутой оси стержня принимает вид:

$$EJ\frac{d^2v}{dz^2} + q\cdot\int_0^z [v(z) - v(\zeta)]d\zeta + P\cdot v(z) = 0\,. \qquad (7.3)$$

После преобразования интеграла, входящего в уравнение (7.3) получается уравнение:

$$EJ\frac{d^2v}{dz^2} + q\cdot\int_0^z \zeta\cdot\frac{dv}{d\zeta}d\zeta + P\cdot v(z) = 0\,. \qquad (7.4)$$

После дифференцирования уравнения (7.4) по координате z получим:

$$EJ\cdot\frac{d^3v}{dz^3} + q\cdot z\cdot\frac{dv}{dz} + P\cdot\frac{dv}{dz} = 0\,. \qquad (7.5)$$

Следует отметить, что уравнение (7.5) непосредственно следует из выражения для поперечной силы Q. Однако во времена Эйлера это выражение не было известно (дифференциальная зависимость $Q = dM/dz$ между изгибающим моментом и поперечной силой была установлена лишь в середине XIX столетия).

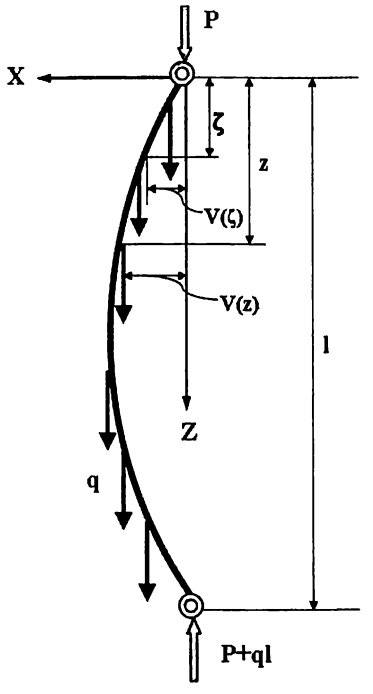


Рис. 7.1. Принятая Эйлером схема сил, действующих на стержень. P – сжимающая сила на верхнем конце стойки; l – длина стержня; q - интенсивность распределённой нагрузки; z - координата текущего сечения стержня, прогиб которого при продольном изгибе равен v(z); ζ – абсцисса текущего сечения, изменяющаяся в пределах [0; z]

Уравнение (7.5) имеет третий порядок, и поэтому его решение будет содержать три постоянные. Уже здесь обнаруживается парадоксальность уравнения (7.5), так как решение должно удовлетворять четырём граничным условиям:

$$v = 0;\quad \frac{d^2v}{dz^2} = 0 \qquad (7.6)$$

при v=0 и z=l.

Очевидно, что невозможно удовлетворить всем четырём условиям, так как в нашем распоряжении имеются лишь три постоянные. Такое несоответствие числа граничных условий задачи и числа постоянных свидетельствует о неправильности основного уравнения (7.5).

Эйлер не обратил сначала внимание на указанное несоответствие и продолжал решение, опустив последнее из граничных условий (7.6). Это решение было ошибочным, хотя и приводило к верному значению критической силы $P_{КР}$ в предельном случае, когда q=0.

В 1778 г. Эйлер вновь обратился к проблеме продольного изгиба. В рассмотренной выше задаче он принял, что в верхнем сечении сжимающей силы P нет, и исследовал решение дифференциального уравнения:

$$EJ \cdot \frac{d^3v}{dz^3} + q \cdot z \cdot \frac{dv}{dz} = 0 \qquad (7.7)$$

На этот раз допущенная при составлении уравнения ошибка сказалась самым чувствительным образом, а именно, получилось, что ни при каких значениях распределённой нагрузки q не существует никаких форм равновесия, кроме прямолинейной формы. Отсюда Эйлер заключил, что такой стержень вообще не может потерять устойчивости.

Этот противоречащий здравому смыслу результат вызвал сомнение у самого Эйлера, впоследствии он выступил с критикой своей работы. В последующих публикациях (1778 г.) Эйлер полностью разъяснил ошибку. Он заметил, что при составлении выражения (7.3) пропущен момент, создаваемый горизонтальной составляющей реакции (N) верхней и нижней опор стержня (рис. 7.2). Если q=0, то горизонтальных реакций, в самом деле, не будет, однако в случае $q \neq 0$ появление горизонтальных реакций неизбежно следует из условий равновесия всей стойки (рис. 7.2). Поэтому, если учесть момент ($N \cdot l$) горизонтальной реакции, то вместо уравнения (7.5) получится правильное дифференциальное уравнение:

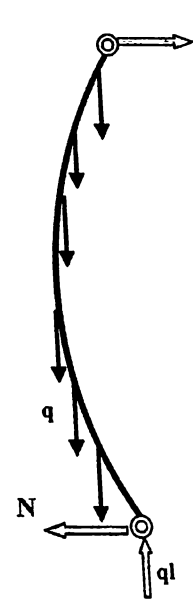


Рис. 7.2. Схема стержня с шарнирно-опёртыми концами, нагруженного продольной распределённой нагрузкой

$$EJ \cdot \frac{d^3v}{dz^3} + q \cdot z \cdot \frac{dv}{dz} = N \qquad (7.8)$$

Поскольку величина N неизвестна, то её можно рассматривать как четвёртую постоянную – ту, которой раньше недоставало для удовлетворения всем граничным условиям задачи.

Дальнейшее решение Эйлер искал в виде степенного ряда. Хотя в выкладки Эйлера вкралась ошибка чисто вычислительного характера, однако результат опроверг прежний вывод о неограниченной устойчивости стержня, нагруженного продольной распределённой силой.

Правильное решение задачи, поставленной Эйлером, спустя полтораста лет (в 1913 г.) было найдено академиком СССР Александром Николаевичем Динником:

$$L_{KP} = 2.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}. \qquad (7.9)$$

Подробный анализ работ Эйлера по теории продольного изгиба был сделан в 1938 г. профессором Ленинградского политехнического института Евгением Леопольдовичем Николаи (1880-1950) [60].

В его статье, где подробно изложена приведенная задача, есть следующие слова: «Парадокс, с таким блеском разъяснённый Эйлером ..., поучителен и заслуживает внимания. Разрешение этого парадокса состоит, как мы видим, в том простом замечании, что если свобода перемещения концов стержня в поперечном направлении стеснена какими-либо условиями, то к концам стержня должны быть приложены соответствующие поперечные реакции. Это обстоятельство упускается иногда из виду. С ошибкой, первоначально допущенной Эйлером в мемуаре 1757 г. и разъяснённой им в 1778 г., мы неоднократно встречаемся вновь в истории теории устойчивости упругих систем. Так, в задаче об устойчивости стержня, подвергающегося одновременно сжатию и кручению, мы находим эту же погрешность в работах Гринхилла и Граммеля».

Вопросами равновесия и форм упругой оси бурильной колонны в вертикальном стволе скважины длительное время занимались советские и зарубежные учёные: Балицкий В.П., Барский И.Л., Григулецкий В.Г., Виллерс Ф.А, Зарипов Г.Г., Лубинский А., Песляк Ю.А., Пырвулеску Н., Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Сесюнин Н.А., Солодкий К.М., Станишевский К.С., Фёдоров А.Ф. и др.

Ф.А. Виллерсом рассмотрены случаи потери устойчивости бурильной колоны различных условий закрепления верхнего и нижнего её концов и соотношений сжатой и растянутой частей (рис. 7.3*а*).

В исследованиях Ф.А. Виллерса предполагается, что из всей длины (L) бурильной колонны только часть длиной (L_B) находится в сжатом состоянии, а остальная часть

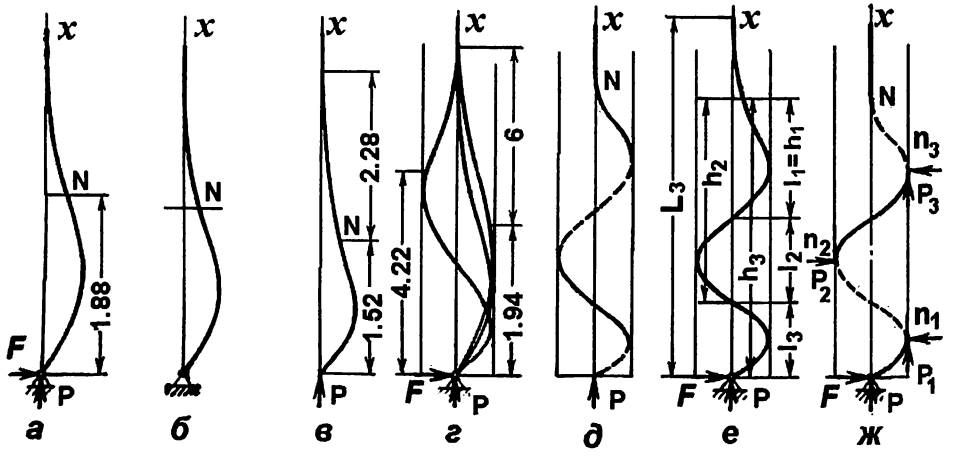


Рис. 7.3. Схемы исследования устойчивости бурильной колонны в вертикальном стволе скважины. а – Ф.А.Виллерса; б – Г.М.Саркисова; в – К.С.Станишевского; г, д – А.Лубинского; е – Н.Пырвулеску; ж - П.В.Балицкого

испытывает растягивающие нагрузки, причём длина всей колонны выражается в единицах, пропорциональных величине сжатой части. Ф.А. Виллерс получил ряд значений критических длин в зависимости от длины растянутой части бурильной колонны и условий закрепления её концов, в том числе и случай, полученный А.Н. Динником:

$$L_в = K \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}} \qquad (7.10)$$

где K – коэффициент продольного изгиба бурильной колонны, зависящий от условий закрепления концов бурильной колонны и длины (В) её сжатой части (табл. 7.1);
EJ – жёсткость бурильных труб на изгиб, кН*м^2;
q – вес единицы длина бурильной трубы, кН/м.

ТАБЛИЦА 7.1
ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА К ПРОДОЛЬНОГО ИЗГИБА

Условия закрепления концов бурильной колонны	Критическая длина колонны при общей длине колонны				
	l/2B	B	3/2B	2B	L/B→∞
Оба конца защемлены		4.15	3.77	3.54	
Нижний конец защемлён, верхний имеет шарнирную опору		3.78	3.54	3.39	
Верхний конец защемлён, нижний имеет шарнирную опору		3.10	2.60	2.35	
Оба конца имеют шарнирную опору	3.59	2.64	2.28	2.15	
Верхний конец защемлён или имеет шарнирную опору, нижний конец имеет возможность свободно перемещаться в горизонтальном направлении					1.02
Верхний конец защемлён или имеет шарнирную опору, нижний конец имеет шарнирную опору					1.88
Верхний конец защемлён или имеет шарнирную опору, нижний конец защемлён					3.09

Исследования Ф.А. Виллерса ограничиваются критическими условиями. На практике нагрузки значительно превышают критические значения, однако проведенные аналитические исследования имели большое значение для развития дальнейших исследований устойчивости бурильной колонны в вертикальном стволе. Впервые была применена схема исследования, в которой имеется практически бесконечный растянутый участок и были получены значения критических длин при различных схемах закрепления концов бурильной колонны. Было показано, что при L/B→∞ величина критической длины бурильной колонны не зависит от условий закрепления её верхнего конца. Схема исследования устойчивости бурильной колонны, предложенная Ф.А. Виллерсом, рассматривает бурильную колонну как стержень практически бесконечной длины, что является её основным достоинством.

Дальнейшее развитие схема исследования не вращающейся бурильной колонны получила в целом ряде аналитических и экспериментальных работ, проведенных в пятидеся-

тых-семидесятых годах прошлого века.

Экспериментальные исследования устойчивости бурильной колоны провел Н. Пырвулеску [102]. Модель бурильной колонны представляла собой длинную пружину из тонкой стальной проволоки, верхний конец которой жестко заделан, а нижний имеет шарнирную опору (рис. 7.3*е*). При исследовании воспроизводилось только геометрическое подобие длины колонны бурильных труб.

Значения коэффициентов продольного изгиба, полученные Н. Пырвулеску для различных соотношений L/B, согласуются с данными Ф.А. Виллерса и А.Н.Динника (вся бурильная колонна сжата) для случаев различного закрепления концов бурильной колонны. Н.Пырвулеску на основании проведенных исследований принимает закрепление нижнего конца бурильной колонны шарнирным.

Интерес представляет полученное экспериментальным путём значение коэффициента $K \to 2$ для условия $L/B \to \infty$. Принимая во внимание, что нагрузка на долото почти всегда превышает значение критической нагрузки первого порядка Н.Пырвулеску рассматривает плоскостной изгиб бурильной колонны, ограниченный стенкой скважины, с несколькими полуволнами.

Исследования Н.Пырвулеску ограничиваются рассмотрением плоскостного изгиба, причём делается допущение существования шарниров в точках перегиба упругой оси бурильной колонны.

Противоречивость предложенных методик расчета колонны бурильных труб на устойчивость объясняется различием исходных условий и допущений. Основным недостатком методик является принятие плоскостной, а не пространственной формы изгиба бурильной колонны. Авторы полагают, что плоскостная форма изгиба сохраняется даже при нагрузках на долото, превышающих вторую и третью критические. Однако проведенные экспериментальные исследования формы упругой оси бурильной колонны в условиях взаимодействия со стволом скважины, показали, что её ось представляет собой спираль переменного шага.

К началу пятидесятых годов относится аналитическое исследование продольного изгиба бурильной колонны, которое было проведено А. Лубинским [135, 137].

Схема исследования (рис. 73 *г, д*) основана на предположении, что бурильная колонна не вращается или вращается вокруг собственной оси. В схеме учитывается взаимодействие сжатой и растянутой частей колонны и ее взаимодействие со стенкой скважины. Дифференциальное уравнение изогнутой оси бурильной колонны имеет вид:

$$EJ\frac{d^3Y}{dX^3} + q \cdot X \cdot \frac{dY}{dX} + F = 0\,, \tag{7.11}$$

где q – вес единицы длины бурильной колонны в промывочной жидкости;
F, P – горизонтальная и вертикальная составляющие реакции забоя соответственно.

За ось X принята ось скважины. Начало координат берётся в нейтральном сечении.

Уравнение (7.11) с помощью масштабных преобразований приводится к безразмерному виду:

$$\frac{d^3y}{dx^3} + x \cdot \frac{dy}{dx} + c = 0\,. \tag{7.12}$$

За масштаб длины принята величина:

$$m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}} \tag{7.13}$$

Используя граничные условия (в безразмерном виде): $\frac{d^2y}{dx^2} = 0$ при $x=x_1$; $x=x_2$ и $y=0$ на верхнем и нижнем концах бурильной колонны А. Лубинским было найдено (в пределах изменения $-6<x_1<0$), что при $x_1=0$, $x_2=2.65$, а при $x_1=-6$, $x_2=1.94$. Ясно, что полученные значения являются коэффициентами продольного изгиба при различных длинах растянутого участка. Таким образом, полученные А.Лубинским значения критических длин хорошо согласуются с результатами других исследователей.

Согласно А. Лубинскому, критические условия второго порядка наступают тогда, когда расстояние от нейтрального сечения до долота x_2 равно 3.75 безразмерных единиц. Расстояние между нейтральным сечением и точкой касания при этом равно 2.34 безразмерных единицы. Когда расстояние от нейтрального сечения до долота x_2 равно 4.22 безразмерных единицы, появляется вторая точка касания. Точка касания первой полуволны смещается и расположена на расстоянии 3.1 безразмерных единиц от нейтрального сечения. Вторая полуволна касается стенки скважины на расстоянии 0,02 безразмерных единиц ниже нейтрального сечения. Исследования, работы бурильной колонны, проведенные А. Лубинским для нагрузок, превышающих критическую нагрузку первого порядка, базируются на том положении, что формирование упругой оси происходит в плоскости. В дальнейшем, А. Лубинский, понимая, что такая схема исследования носит искусственный характер, рассматривает колонну насосно-компрессорных труб (рис. 7.3 *д*), которая претерпевает спиральный изгиб [136].

В целом исследования продольного изгиба бурильной колонны, проведенные А. Лубинским, внесли большой вклад в изучение работы бурильной колонны.

Заслуживает внимания схема исследования устойчивости бурильной колонны, которая была проведена на модели П.В. Балицким. Схема экспериментального исследования устойчивости бурильной колонны имеет следующие особенности:

- деформация модели бурильной колонны ограничена стенками модели скважины;
- исследуемые пределы осевых нагрузок, т. е. длин сжатой части бурильной колонны, охватывают большинство случаев бурения;
- упругая линия бурильной колонны исследуется при совместном действии сил собственного веса и реактивного момента, приложенного к нижнему ее концу;
- учитывается влияние сил трения на формирование упругой линии колонны.

В результате исследований экспериментально подтверждены теоретические выводы об образовании упругой линии двоякой кривизны только под действием осевых сил. В данном случае ось колонны представляет винтовую спираль переменного шага.

Критическая длина бурильной колонны, а, следовательно, и форма её упругой оси в значительной степени зависят от условий закрепления её нижнего конца. Рассмотренные аналитические и экспериментальные исследования произведены только для жёсткого и шарнирного закрепления нижнего конца бурильной колонны, причём стенка скважины считалась идеальной цилиндрической вертикальной поверхностью.

В реальных условиях над долотом располагается компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК), включающая забойный двигатель, УБТ, опорно-центрирующие элементы. При этом в случае потери устойчивости расположенной выше бурильной колонны к верхнему концу КНБК будет приложен изгибающий момент, который может существенно влиять на поведение КНБК и, следовательно, должен учитываться при расчёте и проектировании КНБК. Таким образом, бурильная колонна и КНБК находятся в упругом

взаимодействии. Следовательно, возникает задача потери устойчивости бурильной колонны для случая упругого закрепления её нижнего конца.

Аналитическое исследование бурильной колонны при упругом взаимодействии с КНБК было проведено учёными ВНИИБТ К.М. Солодким и А.Ф. Фёдоровым [9, 113]. В расчётной схеме (рис. 7.4) приняты следующие допущения.

1. Ствол скважины вертикальный.

2. Колонна имеет сжатую и растянутую части, не вращается или вращается только вокруг собственной оси.

3. Начало координат находится в нейтральном сечении, положение которого зависит только от веса сжатой части колонны в промывочной жидкости.

Величина реактивного изгибающего момента $M_1=-\alpha_1\cdot\varphi$, где φ – угол поворота нижнего конца бурильной колонны; α_1 - коэффициент защемления, который равен реактивному моменту при повороте нижнего конца бурильной колонны на угол, равный единице [118].

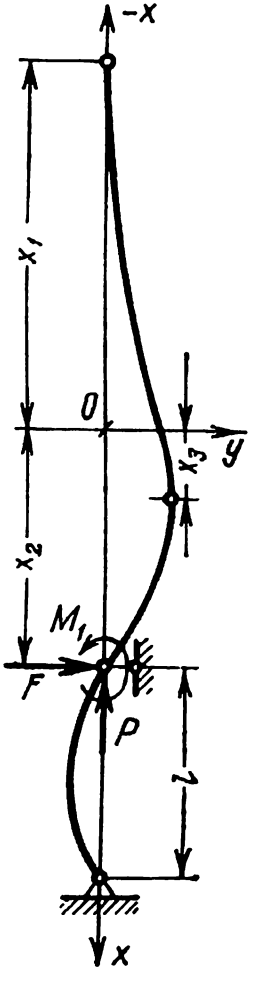


Рис. 7.4. Расчётная схема устойчивости бурильной колонны при упругом закреплении нижнего конца. X_1 - длина растянутой части бурильной колонны; X_2 - длина сжатой части бурильной колонны; X_3 - расстояние от нейтрального сечения до точки максимального прогиба колонны; P - осевая реакция, приложенная к нижнему концу бурильной колонны и равная по величине весу сжатой части колонны; M_1 - реактивный изгибающий момент; F - боковая реакция на опоре (центрирующем элементе, расположенном на верхнем конце КНБК); EJ_1 - жесткость на изгиб бурильной колонны; q_1 - вес единицы длины бурильной колонны в промывочной жидкости; l- длина жесткой КНБК; EJ - жесткость на изгиб основы (УБТ, забойный двигатель) КНБК; q - вес единицы длины основы КНБК в промывочной жидкости

Наличие постоянного изгибающего момента M_1 на нижнем конце бурильной колонны не влияет на значение перерезывающей силы вдоль её оси, поэтому дифференциальное уравнение упругой оси колонны после повышения его порядка совпадает с уравнением, которое приводится в исследовании А. Лубинского.

Критические длины были найдены в безразмерном виде при значениях $-10 \le x_1 \le 0$ и коэффициента защемления α в безразмерном виде от 0 до ∞. При x_1=-10 (шарнирное закрепление нижнего конца бурильной колонны) критическая длина x_2 = 1.825, а при защемленном нижнем конце x_2=3.324. При x_1=-6, x_2= 1.939, т. е. совпадает с результатом А. Лубинского для шарнирного закрепления нижнего конца, и x_2 = 3.41— для жесткого закрепления.

При x_1= 0, x_2 = 2.65 для шарнирного закрепления нижнего и верхнего концов колонны, что совпадает с результатами, которые были получены А. Динником и А. Лубинским.

Зависимость критических длин x_2 от коэффициента α_1 защемления а при практически бесконечной длине растянутой части показана на рис. 7.5, из которого видно, что при малых значениях α_1 критическая длина x_2 резко возрастает, а затем плавно приближается к своему асимптотическому пределу - критической длине для жесткого закрепления нижнего конца. При α_1 свыше 6 значения x_2 изменяются весьма мало с изменением α_1.

За масштаб длины в исследованиях принята величина $m_1 = \sqrt[3]{\frac{EJ_1}{q_1}}$

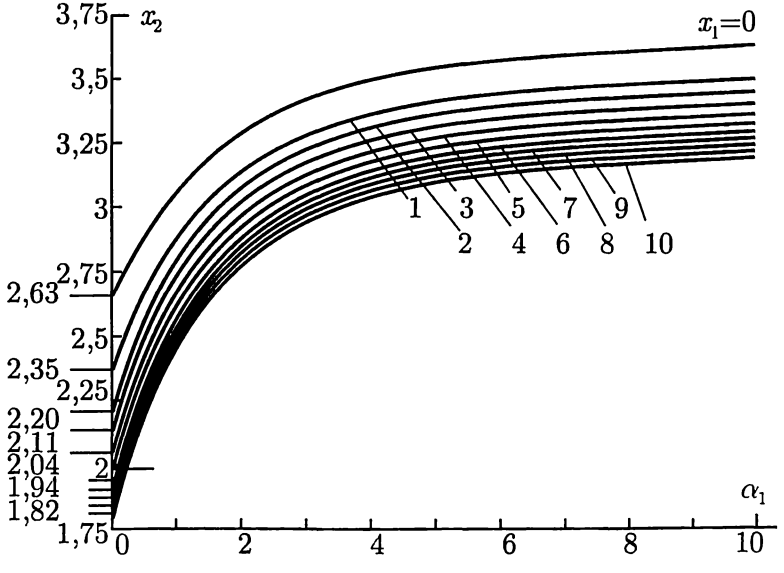


Рис. 7.5. Зависимость критических длин x_2 от коэффициента α_1 защемления при различной длине длины растянутой части x_1 (от 0 до 10)

Особый интерес вызывает закономерность изменения изгибающего момента на нижнем, конце бурильной колонны в зависимости от коэффициента α_1 защемления. Зависимость коэффициента изгибающего момента i от α_1 для x=6 показана на рис. 7.6.

Из графика на рис. 7.6 следует, что при $\alpha_1>6$ изгибающий момент на нижнем конце бурильной колонны изменяется незначительно, тогда как для меньших значений α_1 изгибающий момент растёт очень резко. Установленная закономерность позволяет определить область существования жёстких ($\alpha_1>6$) и маятниковых ($0<\alpha_1<6$) КНБК.

Коэффициент α_1 защемления может быть выражен через длину (l) и жёсткость (EJ) КНБК [9]:

$$\alpha_1 = \frac{3 \cdot EJ}{l}. \qquad (7.14)$$

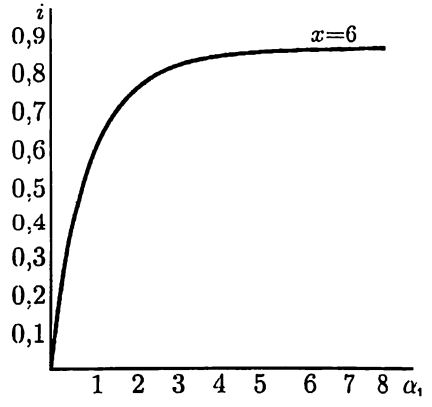


Рис. 7.6. Зависимость коэффициента i изгибающего момента на нижнем конце бурильной колонны от коэффициента α_1 защемления.

В безразмерном виде коэффициент защемления α_1 может быть представлен следующим образом:

$$\alpha_1 = \frac{3 \cdot m}{l}, \qquad (7.15)$$

где $m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}$

Исходя из зависимости (рис. 7.6) и выражения (7.15), максимальная длина (l) жёсткой КНБК для данной расчётной схемы может быть принята равной $-l_{MAX}=m/2$.

Проведенные аналитические исследования позволяют определить критические длины бурильной колонны для различных условий закрепления её нижнего конца и характер изменения изгибающего момента на нижнем ее конце, что дает возможность оценить его влияние на работу расположенной ниже КНБК. Однако на практике бурение производят с нагрузками, которые превышают критическую. По этой причине, необходимо рассмотреть поведение бурильной колонны в условиях ее взаимодействия со стенкой скважины и определить величину изгибающего момента на нижнем ее конце для различных условий его закрепления при более высоких осевых нагрузках в условиях формирования упругой оси колонны в виде линии двоякой кривизны.

Экспериментальное исследование устойчивости бурильной колонны в условиях её взаимодействия со стенкой ствола скважины при упругом закреплении нижнего конца проведены К.М.Солодким (ВНИИБТ) [113] на стенде в МИНХ и ГП имени И.М.Губкина в 1969-1970 г.г.

За основу была взята конструкция стенда, разработанная П.В. Балицким. Исходя из общей высоты стенда 36 м и получения наибольшей длины сжатой части исследуемой колонны при длине растянутой части не менее 6 м, в качестве экспериментальных бурильных колонн были выбраны стальные трубы с наружным диаметром 10.3; 8 и 5 мм. Выбор материала обусловлен также тем, что стальные трубы, как правило, требуют минимума затрат для их предварительной правки для того, чтобы исследуемая колонна была возможно ближе к идеальной.

Секции труб длиной 3.0-3.5 м тщательно правились и соединялись встык с помощью ниппелей, что позволяло создать условия взаимодействия труб со стенками скважины близкими к условиям работы УБТ.

Для имитации ствола скважины использовали трубы из оргстекла с внутренним диаметром 26; 45 и 53 мм, Коэффициент трения стали по оргстеклу равен 0,2. Все эксперименты были проделаны только для этого случая и представлены в безразмерном виде.

Формы упругой оси колонны при различных величинах нагрузки P измеряли с помощью индуктивных датчиков перемещения следующим образом. Когда на верхний датчик действует полный вес колонны, а нижнее силоизмерительное устройство не нагружено, призмы датчиков перемещения доводились до касания с колонной.

Показания датчиков на вторичном приборе в этом случае принимали за условный нуль. Затем призмы датчиков отводили от исследуемой колонны. С помощью разгрузочного устройства часть веса колонны передавали на нижнее силоизмерительное устройство до момента потери устойчивости, который фиксировали по резкому увеличению прогиба колонны в нижней ее части. В этот момент нагружение модели колонны бурильной колоны прекращали.

Разница в показаниях датчиков перемещения в каждом узле измерения прогиба давала величину двух составляющих прогиба в данной точке колонны в перпендикулярных вертикальных плоскостях, по которым вычислялся общий прогиб.

По прогибам, полученным в каждой отдельной точке колонны, строилась форма ее упругой линии. Затем призмы датчиков снова отводили от колонны и производили дальнейшее её нагружение.

Для практических условий на рис. 7.7 *а* представлены формы изогнутых осей в виде коэффициента прогиба:

$$h = y \cdot \frac{m_1}{r_1}.$$

по экспериментальным данным (рис. 7.7*а* кривые I, пунктирные) и для сравнения приведены коэффициенты прогиба, полученные аналитическим путем (рис. 7, *а*, кривые I, сплошные). Здесь же нанесены кривые изгибающих моментов в виде коэффициента изгибающего момента:

$$i = \frac{d^2y}{dx^2} \cdot \frac{m_1}{r_1},$$

полученных также аналитическим путем (рис. 7.7*а*, кривые II) В процессе экспериментов было установлено, что изгиб колонны при потере устойчивости происходит в плоскости, поэтому для удобства сравнения аналитических и экспериментальных данных ось ординат обозначена через X. Несмотря на то, что зазор между колонной и стенкой скважины достигал значительной величины (r_1/m_1 = 0.00919), что соответствует, например, УБТ диаметром 203 мм, которые имеют максимальный прогиб Y=0.18 м, кривые коэффициентов прогиба, построенные для различных зазоров, практически совпадают друг с другом.

Кривые коэффициента прогиба, приведенные на рис. 7.7*а*, построены для всех зазоров способом наименьших квадратов. Значения коэффициентов прогиба, полученные экспериментальным путем, отличаются от значений, полученных аналитическим

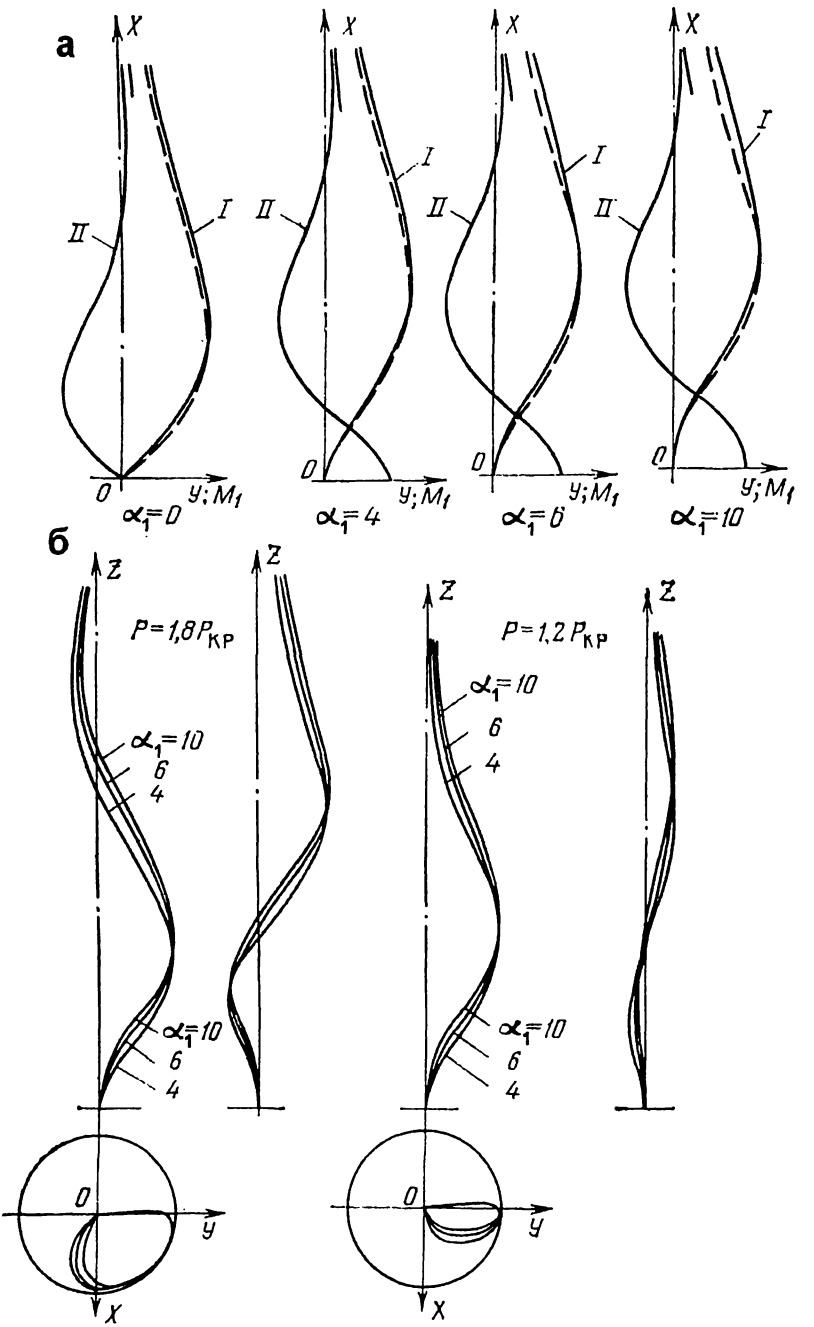


Рис. 7.7. Формы упругой оси модели бурильной колонны для критических (а) и закритических (б) осевых нагрузках, полученные в экспериментальных условиях

путем, на 3-4% в большую сторону на участке от нижнего конца колонны до точки касания. В растянутой части колонны эти значения меньше на 10-15%. Это объясняется тем, что колонна, которая исследуется в экспериментальных условиях, теряет устойчивость несколько ранее, вследствие начальных несовершенств, чем идеальная колонна, которая рассматривается в аналитической постановке задачи.

Дальнейшее увеличение осевой нагрузки приводит к тому, что после касания колонны со стенкой скважины начинается формирование ее упругой оси в виде линии двоякой кривизны. На рис. 7.7б показана упругая ось колонны для P=1.2$P_{КР}$ и P=1.8$P_{КР}$ при α_1=4; α_1=6; α_1=10 в проекциях на вертикальные плоскости ZOX, ZOY и горизонтальную плоскость XOY.

Для определения изгибающего момента, действующего на нижний конец бурильной колонны, узлы измерения прогиба были размещены через 0.2 безразмерных единиц для каждой экспериментальной колонны на участке от ее нижнего конца до точки касания. Было установлено, что в диапазоне использованных осевых нагрузок участок колонны от ее нижнего конца до точки касания изгибается практически в одной плоскости. По значениям прогибов были получены формы упругой оси бурильной колонны. Затем по имеющимся прогибам для одинаковых коэффициентов защемления способом наименьших квадратов были получены коэффициенты прогиба $h = y \cdot (m_1 / r_1)$, а затем путём численного дифференцирования по четырём точкам определён коэффициент изгибающего момента $i = d^2h/dx^2$ на нижнем конце колонны.

Результаты аналитических и экспериментальных исследований устойчивости невращающейся бурильной колонны в вертикальном стволе скважины были использованы при разработке методики расчёта жёстких КНБК для предупреждения искривления вертикальных скважин. Схема расчёта жёсткой КНБК представлена на рис. 7.8.

Основная задача при использовании жестких КНБК - обеспечение минимального отклонения скважины от вертикали при заданном режиме бурения и обеспечение ровного ствола. Это достигается рациональным размещением опорно-центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих её поперечное перемещение.

КНБК в процессе бурения может перекашиваться в стволе скважины. Это обусловлено наличием зазоров между центрирующими (калибрующими) элементами и стенкой скважины. В результате ось долота отклоняется от вертикали на угол $\varphi_{ПЕР}$ (рис. 7.8). Кроме того, КНБК под действием осевой нагрузки, изгибающего момента, приложенного к верхнему её концу, теряет прямолинейную форму и изгибается, в результате чего угол перекоса долота относительно вертикали увеличивается на угол $\varphi_{пр}$. Этот угол обусловлен потерей прямолинейной формы устойчивости КНБК под действием указанных выше факторов и называется углом прогиба.

Следовательно, общий угол поворота нижнего конца компоновки равен сумме этих двух углов:

$$\varphi_{общ} = \varphi_{пр} + \varphi_{пер} \qquad (7.16)$$

В случае установки непосредственно над долотом калибратора фрезерующая способность долота сводится к минимуму и поэтому главным фактором, который определяет отклонение ствола скважины от вертикали, является общий угол поворота нижнего конца компоновки (рис. 7.8).

Следовательно, основной задачей при расчете жесткой КНБК для бурения вертикальной скважины является нахождение такой длины l, при которой общий угол поворота $\varphi_{общ}$ был бы минимальным при любом сочетании технологических факторов.

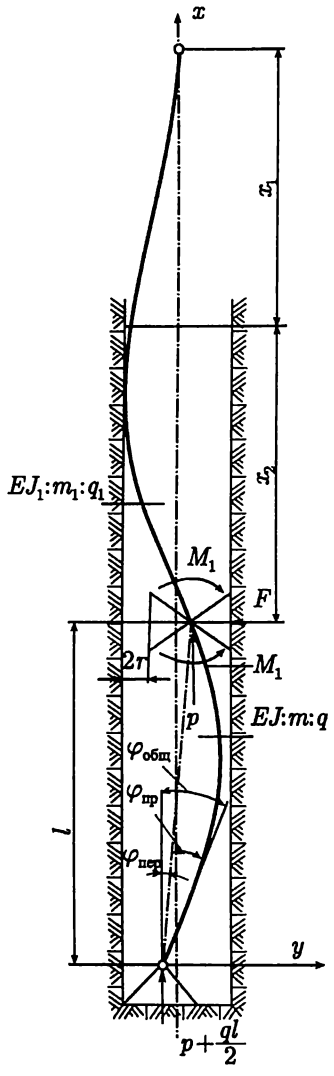


Рис. 7.8. Схема расчёта жёсткой КНБК. X_1 - длина растянутой части бурильной колонны; X_2 - длина сжатой части бурильной колонны; P - осевая реакция, приложенная к нижнему концу бурильной колонны и равная по величине весу сжатой части колонны; M_1 - реактивный изгибающий момент; F - боковая реакция на опоре (центрирующем элементе, расположенном на верхнем конце КНБК); EJ_1 - жесткость на изгиб бурильной колонны; q_1 - вес единицы длины бурильной колонны в промывочной жидкости; l- длина жесткой КНБК; EJ - жесткость на изгиб (УБТ, забойный двигатель) КНБК; q - вес единицы длины основы КНБК в промывочной жидкости

Минимум общего угла поворота нижнего конца компоновки (7.16) является критерием нахождения её оптимальной длины для условий вертикальной скважины.

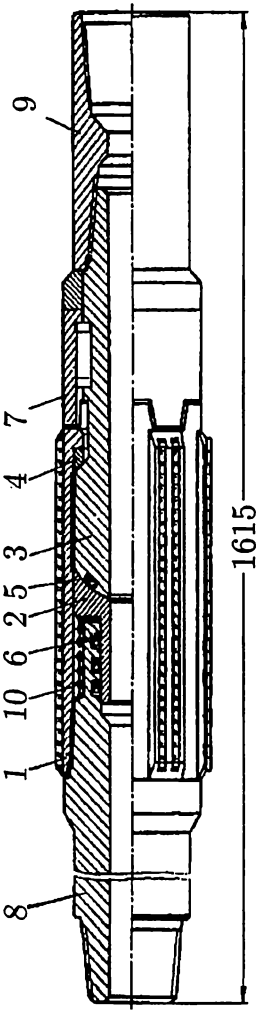
Как отмечалось выше, искривление скважин происходит, когда КНБК, жестко связанная с долотом, прогибается и перекашивается в стволе скважины под влиянием различных нагрузок (см. рис. 7.8). При этом изгибающий момент передается на компоновку только при жестком соединении КНБК с вышележащей частью бурильной колонны. Поэтому для исключения влияния изгибающего момента на КНБК жесткое соединение было предложено заменить шарнирным [113]. Конструкторами ВНИИБТ разработан центратор с шарниром (рис. 7.9), который устанавливается над КНБК [9]. При использовании центратора с шарниром на верхнюю часть КНБК передается только сила, направлен-

ная под углом к оси скважины. Эта сила в шарнире раскладывается на горизонтальную и вертикальную составляющую. Действие горизонтальной составляющей нейтрализуется реакцией стенок скважины, а за счет вертикальной осуществляется нагрузка на долото. При этом расчет КНБК значительно упрощается.

Длина КНБК от долота до места установки центратора находится из соотношения:

$$l = \pi \cdot \sqrt{\frac{EJ}{P_д}}, \qquad (7.17)$$

где l - длина КНБК от долота до места установки шарнирного устройства, м;
$P_д$ - нагрузка на долото, кН;
EJ - жёсткость на изгиб КНБК (УБТ или забойный двигатель), кН.



Нижний участок колонны, ограниченный шарнирным центратором, при любых нагрузках на долото соответствует стержню, находящемуся под действием только продольной сжимающей силы.

Аналитические и экспериментальные исследования устойчивости невращающейся бурильной колонны с упругим закреплением нижнего конца в вертикальном стволе скважины явились существенным вкладом в разработку теории работы КНБК и технических средств для предупреждения искривления вертикальных скважин. В результате проведенных исследований были получены новые значения критических длин бурильной колонны для упругого закрепления её нижнего конца, а также определена область существования КНБК как жёсткой системы для условий бурения вертикальных скважин.

На основе экспериментальных исследований изучен процесс формирования упругой оси невращающейся бурильной колонны в условиях её взаимодействия с КНБК и стенкой ствола скважины, а также разработаны оптимальные жёсткие КНБК с маховыми массами на валу турбобура и шарнирным центратором для бурения вертикальных скважин в горно-геологических условиях Прикарпатья [9]. Результаты исследований могут найти также применение в современной практике бурения вертикальных скважин, при разработке новых технологий и технических средств для вертикального бурения.

Рис.7.9. Центратор с шарниром. 1 – корпус с центрирующими элементами; 2 – сферическое упорное кольцо; 3 – шарнир; 4 – кольцо; 5, 6 – уплотнения; 7 – кулачковая муфта; 8, 9 – нижний и верхний переводники; 10 - пружина

7.1.2. Упругие свойства секций КНБК

При оценке деформационных характеристик КНБК и её секций, расположенных в наклонном стволе скважины используются понятия гибкость и жесткость на изгиб.

Гибкость (Λ) характеризует способность секции КНБК к деформации и определяется как частное от деления длины (L) секции на радиус (I) инерции её сечения:

$$\Lambda = L/I, \tag{7.18}$$

где Λ – гибкость;
L – длина секции, м;
I – радиус инерции, м

В наклонном стволе скважины КНБК подвергается действию осевых сжимающих сил, поперечных составляющих сил собственного веса и соответствующих им изгибающих моментов, приводящих к её деформации. КНБК для бурения наклонных скважин конструируются на основе УБТ, гидравлических забойных двигателей (турбобуров и винтовых забойных двигателей) в секционном исполнении, имеющих различную жёсткость на изгиб, вес единицы длины и линейные размеры. Жёсткость на изгиб это произведение момента инерции (J) сечения секции КНБК относительно нейтральной оси на модуль упругости (E) материала, из которого она выполнена.

Разработка требований к жесткостным и линейным размерам отдельных секций КНБК является важным этапом её проектирования, в значительной степени определяющим функциональные возможности КНБК. Требования могут быть разработаны на основе исследования деформации секции КНБК в условиях ее взаимодействия с расположенной выше частью бурильной колонны. В наклонной скважине геометрия упругой оси нижней части бурильной колонны определяется преимущественно поперечными силами веса и прямолинейных форм равновесия нижней части бурильной колонны не существует. Поэтому при проектировании КНБК для наклонно направленного и горизонтального бурения нельзя использовать рекомендации по выбору жесткостных и линейных параметров, разработанные для вертикального бурения на основе понятия устойчивости бурильной колонны.

Классификация секций КНБК по жесткостным свойствам основана на оценке упругого взаимодействия КНБК с расположенной выше бурильной колонной через угол изгиба в точке их соединения.

В целях определения упругих свойств КНБК в условиях взаимодействия с бурильной колонной в наклонном стволе скважины рассмотрим упрощенную расчетную схему КНБК приведенную на рис. 7.10, в которой:

- КНБК состоит из одной секции;
- диаметр центратора равен диаметру долота;
- форма изгиба КНБК и бурильной колонны плоская;
- жесткостные и весовые характеристики КНБК и расположенной непосредственно над ней бурильной колонны одинаковы;
- долото является шарнирно-неподвижной, а центратор - шарнирно-подвижной опорой;
- ствол скважины наклонный и прямолинейный;
- КНБК и бурильная колонна нагружены только поперечной составляющей веса.

Последнее упрощение сделано в целях максимального приближения расчетной схемы к разработанному и эффективному методу расчета многоопорных балок [118].

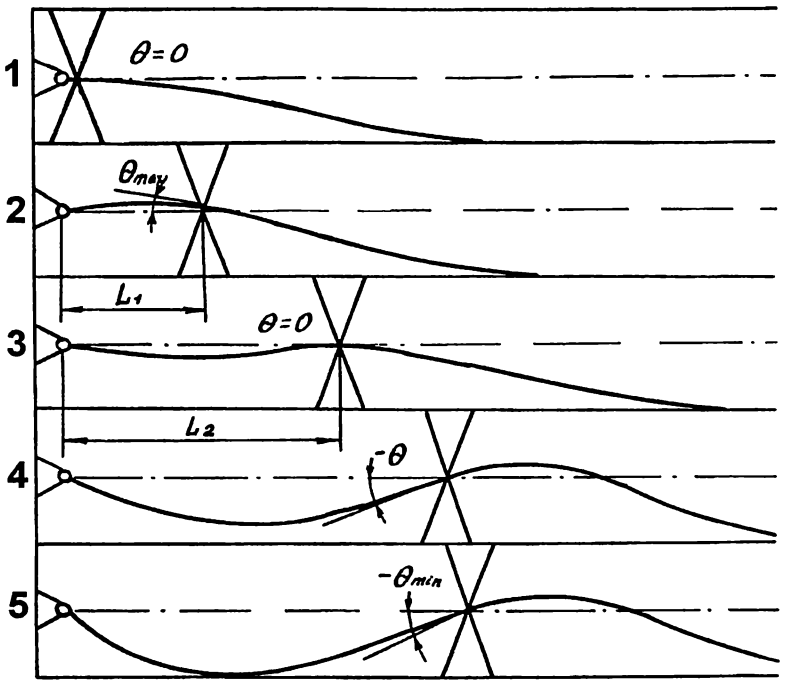


Рис. 7.10. Расчетная схема КНБК с одним центратором в горизонтальном стволе скважины: 1 – защемление; 2 – жесткая КНБК; 3 – упругая КНБК; 4 – гибкая КНБК; 5 – касание стенки ствола скважины

Такая схематизация нижней части бурильной колонны правомерна при изучении упругих свойств КНБК для наклонного и горизонтального бурения. Тем более что, как установлено теоретическими и экспериментальными исследованиями работы КНБК в условиях упругого взаимодействия с бурильной колонной [37, 42], продольные силы как сосредоточенные, так и распределенные оказывают незначительное по сравнению с аналогичными поперечными силами влияние на геометрию упругой оси КНБК и низа бурильной колонны.

Рассмотрим характер упругого взаимодействия бурильной колонны с КНБК при различной её длине. В соответствии с расчетной схемой угол (θ) - поворота бурильной колонны в месте расположения центратора равен (рис. 7.10):

$$\theta = \frac{M \cdot L}{3 \cdot EJ} - \frac{g \cdot L^3}{24 \cdot EJ} \qquad (7.19)$$

где M – изгибающий момент, кН*м;
L – длина КНБК, м;
EJ – жесткость секции КНБК на изгиб, кН*м^2;
g – вес 1 м секции КНБК, кН/м.

Момент, действующий со стороны КНБК на бурильную колонну, рассчитывается по формуле:

$$M = \frac{3 \cdot \theta \cdot EJ}{L} + \frac{g \cdot L^2}{8}. \qquad (7.20)$$

На бурильную колонну кроме реактивного изгибающего момента, обусловленного упругими свойствами КНБК, будет действовать момент от поперечной составляющей веса КНБК. Поэтому, в отличие от вертикальной скважины, в наклонном стволе при любой длине КНБК аналога шарнирного закрепления нижнего конца бурильной колонны, не существует.

При длине $L = 0$ имеем защемление нижнего конца бурильной колонны, так как при этом $\theta = 0$, а реактивный момент равен моменту защемления.

Очевидно, что при защемлении нижнего конца бурильной колонны угол θ всегда будет равен нулю, несмотря на изменение сил, действующих на бурильную колонну.

Из уравнения (7.19) следует, что угол θ будет равен нулю также в том случае, когда:

$$L_2 = \sqrt{\frac{8 \cdot M}{g}} \qquad (7.21)$$

Таким образом, в месте соединения бурильной колонны с КНБК имеет место фиктивное защемление, так как существует при некоторых условиях два признака защемления: угол θ равен нулю, а изгибающий момент в месте соединения КНБК с бурильной колонной равен моменту защемления последней, однако такое закрепление бурильной колонны не обладает основным свойством защемления. Как уже отмечалось, при реальном защемлении бурильной колонны угол θ ее изгиба в месте защемления при любой системе действующих сил всегда равен нулю.

При длине КНБК превышающей длину L_2 угол θ будет отрицательным, что существенно ухудшит условия работы КНБК, так как (см. рис.7.10) на КНБК со стороны бурильной колонны будет действовать изгибающий момент от продольной составляющей веса бурильной колонны, причем направление этого изгибающего момента будет совпадать с изгибающим моментом от веса самой КНБК. Указанное обстоятельство приведет к резкому увеличению прогиба КНБК до касания секцией стенки скважины. Такая КНБК уже не будет выполнять свое функциональное назначение.

Таким образом, длину КНБК, равную L_1, при которой угол θ имеет максимальное значение, можно считать предельной длиной упругой секции КНБК. Длина L_1 определяется после дифференцирования уравнения (7.19) по параметру L и решения полученного уравнения.

Полученная длина L_1 секции КНБК определяет границу существования упругого закрепления бурильной колонны, поэтому эта длина КНБК является максимальной длиной жесткой КНБК. При длине КНБК, превышающей длину L_1 жесткой секции, угол θ будет уменьшаться с увеличением длины КНБК, что не соответствует установленному характеру взаимодействия КНБК с бурильной колонной при упругом закреплении. Так как при уменьшении упругих свойств КНБК за счет увеличения её длины приводит в этом случае не к увеличению угла θ, как при упругом закреплении, а к его уменьшению.

Таким образом, на основании проведенного анализа упругого взаимодействия секции КНБК с бурильной колонной можно разделить КНБК на жесткие, длина секций которых соответствует соотношению (рис. 7.11):

$$0\langle L\langle L_1;$$

упругие КНБК, у которых длина секций находится в пределах:

$$L_1\langle L \le L_2;$$

гибкие КНБК с длиной секций больше длины упругой секции:

$$L\rangle L_2.$$

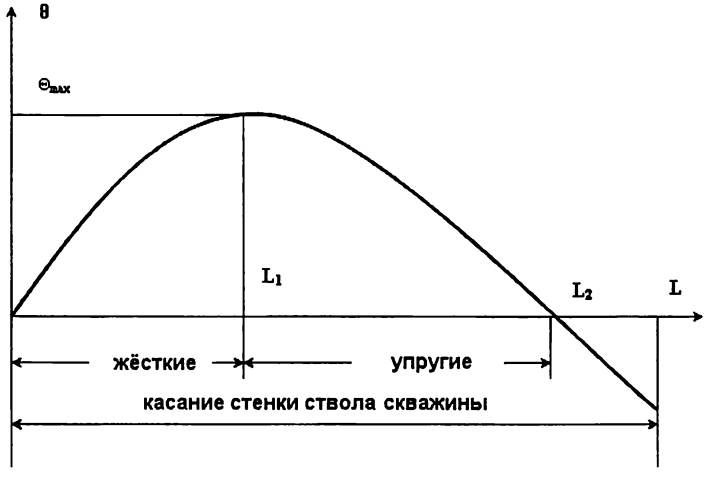


Рис. 7.11. Зависимость угла поворота сечения бурильной колонны в месте расположения центратора от длины КНБК

Для определения численного значения предельной длины (L_2) упругой секции КНБК надо выразить момент М через параметры участка бурильной колонны, расположенной над КНБК при условии её защемления. Значение изгибающего момента определяется из условия упругого взаимодействия КНБК с бурильной колонной.

Максимальная длина жесткой секции КНБК может быть рассчитана по формуле:

$$L_1 = \frac{4}{3}\cdot\sqrt[4]{\frac{(D-d)\cdot EJ}{g}} \qquad (7.22)$$

Максимальная длина упругой секции определяется выражением:

$$L_2 = \sqrt{8}\cdot\sqrt[4]{\frac{(D-d)\cdot EJ}{g}}. \qquad (7.23)$$

Как следует из рис. 7.12, на котором приведены формы оси секции КНБК, деформация упругой секции незначительна. Это обстоятельство может быть использовано в целях упрощения расчета КНБК.

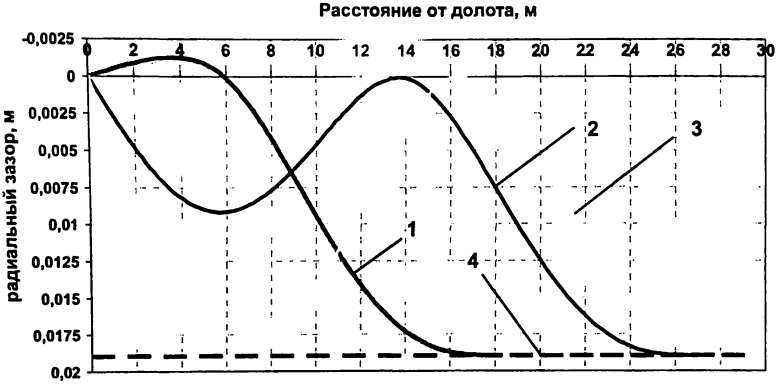


Рис. 7.12. Формы упругой оси КНБК с одним центратором диаметром 215.9 мм на основе УБТ-178 с долотом 215.9 мм в прямолинейном стволе скважины с зенитным углом 20°. Виды КНБК: 1 – жёсткая; 2 – упругая; 3 – гибкая; 4 – стенка ствола скважины

При этом следует иметь в виду различие в подходах к проектированию КНБК, предназначенных для вертикального, наклонного и горизонтального бурения.

7.2. Аналитические модели КНБК для наклонного бурения

Аналитическая модель КНБК должна учитывать конструктивные особенности турбобура и гидравлического винтового забойного двигателя (ГВЗД), а также условия формирования ствола и технологию бурения скважины.

Основными особенностями КНБК на базе турбобура и ГВЗД в отличие от КНБК роторного типа являются разная жесткость, вес и диаметр отдельных секций, а также наличие радиального люфта вала.

Известны два основных типа аналитической модели КНБК:

- кинематическая;
- статическая.

Отечественными и зарубежными исследователями разработан ряд кинематических моделей КНБК при пространственном искривлении скважин [15, 19, 22]. Основной целью таких моделей является расчет параметров ствола скважины при бурении КНБК с заданными размерами. При этом возможно решение обратной задачи. Из ряда кинематических моделей искривления скважины можно выделить модель, разработанную М.П. Гулизаде, Л.Я.Сушоном, Л.Я.Кауфманом как наиболее обоснованную и рекомендуемую рядом документов к практическому применению [22]. Из математического описания данной модели следует, что она позволяет только сформулировать условия, при которых параметры траектории будут изменяться тем или иным образом. Кроме того, отклоняющая сила и угол перекоса долота определяются из расчета статики КНБК.

Любая кинематическая модель искривления скважины должна учитывать следующие факторы, оказывающие влияние на траекторию бурения:

- текущий диаметр ствола скважины;
- физико-механические свойства разбуриваемых горных пород;

- схему взаимодействия КНБК со стволом скважины;
- темп изнашивания вооружения породоразрушающего инструмента и центраторов;
- прогибы и вибрацию низа бурильной колонны;
- режимные параметры бурения.

Степень влияния каждого из указанных факторов на траекторию бурения трудно количественно оценить из-за отсутствия необходимых точных сведений о физико-механических свойствах горных пород, информации о и состоянии долота и центраторов в каждый момент времени, а также о диаметре формируемого ствола скважины.

Например, что касается диаметра скважины, то измерения кавернометром дают некоторую информацию о его величине, но с момента бурения и до момента измерения диаметр скважины существенно изменяется. В разработанных кинематических моделях искривления скважины сложный алгоритм дает возможность рассматривать скорость бокового фрезерования долотом и калибратором как величину пропорциональную отклоняющей силе. Однако в настоящее время нет способа определить свойства горной породы в забойных условиях и математически описать механизм разрушения горной породы долотом и калибратором в целях использования данной информации в какой либо кинематической модели.

По указанным причинам авторами известных кинематических моделей искривления скважины влияние отмеченных выше факторов, определяющих траекторию движения долота, оценивается соответствующими эмпирическими коэффициентами. Следовательно, надежность и точность таких кинематических моделей искривления скважины зависят от степени изученности района буровых работ, в части свойств горных пород, результатов работы КНБК. По указанным причинам параметры траектории бурения, полученные с помощью любой из известных кинематических моделей искривления скважины, не соответствует современным требованиям к точности выполнения проектного профиля скважины, особенно при бурении разведочных скважин и на начальном этапе разбуривания нефтегазового месторождения.

Процесс углубления скважины характеризуется низкими (50 м/час и менее) скоростями бурения, поэтому аналитические исследования поведения бурового инструмента, предназначенного для выполнения проектного профиля скважины, с достаточной для практики точностью можно проводить на основе статической модели КНБК.

В 1953 году Г.Вудсом и А.Лубинским для расчета маятниковой КНБК с центратором использовано интегро-дифференциальное уравнение упругой оси КНБК, расположенной в прямолинейном наклонном стволе скважины (уравнение Зего) [15]:

$$EI \cdot Y'' = F \cdot X - P \cdot Y + \int_0^l [(Y - y) \cdot q \cdot \cos\alpha + (X - x) \cdot q \cdot \sin\alpha] dx \qquad (7.25)$$

где EJ – жесткость КНБК на изгиб, кН·м²;
P – продольная сила, кН;
F – отклоняющая сила, кН;
q – поперечная составляющая веса КНБК, кН/м.
α – зенитный угол ствола скважины, град.;
l - длина секции КНБК, м.

Уравнение (7.25) позже было широко использовано для анализа жёстких КНБК в условиях бурения наклонно направленной скважины.

Коллас Н. Р. [131] при оптимизации КНБК для мало интенсивного увеличения зе-

нитного угла использовал дифференциальное уравнение третьего порядка, полученного из уравнения (7.25):

$$EI \cdot Y''' + \left(P - X \cdot q \cdot \cos\alpha\right) \cdot Y' - H - X \cdot q \cdot \cos\alpha = 0 \qquad (7.26)$$

КНБК рассматривается в искривленном стволе скважины и, как следует из уравнения (7.26), нагружена как сосредоточенными, так и распределенными продольными и поперечными силами. В работе [131] показана возможность создания на долоте условий, при которых поперечная сила, приложенная к долоту, и угол его поворота равны нулю. Данный результат достигается путём подбора параметров КНБК (диаметр центраторов и длина секций между центраторами) для заданного значения зенитного угла и кривизны ствола скважины. В этом случае горная порода разрушается только в направлении оси долота, что создаёт оптимальные условия для работы породоразрушающего инструмента (долота, калибратора).

Недостаточная эффективность известных научно-методических решений в области исследования и проектирования КНБК, заключается в том, что методика расчета стабилизирующих КНБК создавалась на основе представлений о механизме искривления вертикальных скважин, который существенно отличается от условий формирования наклонного ствола.

К особенностям проводки вертикальных скважин, на месторождениях, характеризующихся сильным искривлением ствола, относятся:

- значительное искривление ствола отмечается при бурении в разрезах, сложенными твердыми, круто падающими пластами горной породы;
- бурение производится преимущественно роторным способом;
- на процесс искривления существенное влияние оказывает потеря продольной устойчивости нижней части бурильной колонны.

Несовершенство методов расчета КНБК для предупреждения искривления тангенциальных интервалов ствола (так называемые стабилизирующие КНБК, у которых данная цель является показателем назначения) в условиях бурения скважин в Западной Сибири заключается в следующем:

- в расчетах не учитывалось внедрение опорных элементов центратора в стенку ствола скважины (в вертикальной скважине этот фактор оказывает незначительное влияние на работу КНБК в силу сравнительно небольшой нагрузки на опорный элемент центратора. Кроме того, данному фактору в технологии предупреждения искривления вертикальных скважин оказывалось недостаточное внимание, поскольку проблемы с искривлением ствола таких скважин возникают на больших глубинах в интервалах, сложенными плотными, устойчивыми горными породами);
- не учитывалось влияние на работу КНБК слоя шлама в скважине;
- не оценивалось влияние радиального люфта вала забойного двигателя, так как бурение глубоких вертикальных скважин осуществлялся в то время в регионах использования роторного способа бурения.

В то же время чрезмерное внимание уделялось таким факторам как анизотропия горных пород, продольная устойчивость бурильной колонны, которые или не оказывают существенного влияния на процесс искривления наклонного ствола в рыхлых, неустойчивых осадочных горных породах, характерных для нефтегазовых месторождений Западной Сибири и им аналогичных или (это относится к продольной устойчивости низа бурильной колонны) данный фактор в наклоном бурении не существует вообще.

Отмеченные недостатки методов анализа работы и проектирования КНБК не позволили оценить влияние всего комплекса геологических и технико-технологических факто-

ров, дестабилизирующих работу КНБК. Кроме того, они не позволили также провести анализ работы и осуществить проектирование КНБК, обладающих необходимой устойчивостью на проектной траектории в условиях многократного усиления негативных факторов при изменении конструкции КНБК и технологии бурения, которые заключаются, например, в переходе на высоколитражные типы турбобуров диаметром 195 мм, изменение типа долота (переход при бурении некоторых интервалов с долота типа С на тип М.

Математическая модель и расчетная схема для исследования работы КНБК на основе забойного двигателя в осложненных условиях бурения должна учитывать:

- радиальный люфт вала шпинделя турбобура;
- абразивное изнашивание опорно-центрирующих элементов КНБК;
- гидроэрозию стенки ствола скважины;
- кривизну самого ствола скважины;
- наличие шлама в стволе скважины в месте расположения КНБК.

Надежность метода расчета КНБК в значительной мере зависит от правильного и обоснованного выбора расчетной схемы. При разработке расчетной схемы проводимые пренебрежения касаются не только геометрических размеров, но и условий бурения. Применительно к КНБК условия эксплуатации в расчетной схеме задаются геометрией ствола скважины и системой действующих на него внешних сил.

Универсальным и общепринятым приемом упрощений внешних сил при расчете КНБК является введение сосредоточенных сил, заменяющих распределенные нагрузки, действующие на опорно-центрирующие элементы и долото. Такого рода упрощение допустимо для КНБК, так как размеры рабочих поверхностей опорных устройств и долота малы по сравнению с общей длиной КНБК. Ясно, что в реальной конструкции КНБК передача усилий в точке неосуществима, и сосредоточенная сила представляет собой понятие, свойственное только расчетной схеме. Основным приемом, упрощающим геометрию, является приведение геометрической формы КНБК к схеме тонкого, упругого, обладающего собственным весом стержня.

Схематизация опорных устройств и долота является составной частью выбора расчетной схемы, во многом определяющей соответствие полученного результата свойствам реальной конструкции КНБК. Как уже отмечалось, длина каждого опорного устройства и долота по сравнению с общей длиной КНБК мала, поэтому эти устройства правомерно считать точечными опорами. Очень важно при схематизации долота и опорных устройств определить упрощение, касающееся вида закрепления КНБК в месте их расположения.

Экспериментальными и аналитическими исследованиями установлено, что система «забой-долото» по своим характеристикам близка к шарнирно-неподвижной опоре, а опорные устройства - к шарнирно-подвижным опорам [113].

Выбор расчетной схемы необходимо производить также с учетом решения следующих практических задач:

расчет деформаций, изгибающих моментов и перерезывающих сил в сечении КНБК;

- определение схемы взаимодействия КНБК со стволом скважины,
- расчет опорных реакций на каждом центраторе и отклоняющей силы на долоте.

Проектные профили наклонных скважин включают дуги окружности и прямолинейные участки и проектируются преимущественно в вертикальной плоскости. Поэтому при решении поставленных задач ствол скважины может быть выполнен прямолинейным или в виде дуги окружности, расположенной в вертикальной плоскости.

Расчетная схема кроме минимального отступления от реальной конструкции КНБК, должна быть максимально приближена к разработанной аналитической его модели.

В качестве такой модели может быть взято известное интегро-дифференциальное уравнение (7.25) изгибающих моментов от сосредоточенных нагрузок и веса самой КНБК [15].

7.3. Методика расчёта КНБК для бурения наклонных интервалов профиля скважины

Наиболее полно отвечает поставленным условиям и требованиям расчетная схема КНБК, в которой:

- форма изгиба оси КНБК плоская;
- на КНБК действуют продольные и поперечные распределенные и сосредоточенные силы;
- КНБК включает не более трёх опор вместе с долотом;
- долото является шарнирной опорой, а остальные опоры - точечными;
- вал с долотом имеет фиксированное смещение (радиальный люфт);
- ось ствола скважины прямолинейная или дуга окружности;
- секции КНБК имеют разную жесткость на изгиб, диаметр и вес единицы длины.

В соответствии с расчетной схемой (рис. 7.13) интегро-дифференциальное уравнение изгибающих моментов, действующих на КНБК, для каждой секции имеет вид:

- для секции L_1

$$EI_1 \cdot Y_1'' = -P \cdot Y_1 - F \cdot X + q \cdot \int_0^X \left[(Y_1 - y) \cdot \cos\alpha + (X - x) \cdot \sin\alpha \right] dx = 0 \qquad (7.27)$$

- для секции L_2

$$\begin{aligned} & EI_2 \cdot Y_2'' = -P \cdot Y_2 - (F + H_1) \cdot X + H_1 \cdot L_1 + q_1 \\ & \int_0^X \left[(Y_2 - y) \cdot \cos\alpha + (X - x) \cdot \sin\alpha \right] dx - \\ & -(q_1 - q_2) \cdot \int_L^X \left[(Y_2 - y) \cdot \cos\alpha + (X - x) \cdot \sin\alpha \right] dx = 0 \end{aligned} \qquad (7.28)$$

- для секции L_3

$$\begin{aligned} & EI_3 \cdot Y_3'' = -P \cdot Y_3 - (F + H_1 + H_2) \cdot X + \\ & + (H_1 + H_2) \cdot L_1 + H_2 \cdot L_2 + q_1 \\ & \int_0^X \left[(Y_3 - y) \cdot \cos\alpha + (X - x) \cdot \sin\alpha \right] dx - \\ & -(q_1 - q_2) \cdot \int_{L_1}^X \left[\begin{matrix} (Y_3 - y) \cdot \cos\alpha + \\ + (X - x) \cdot \sin\alpha \end{matrix} \right] dx - \\ & -(q_2 - q_3) \cdot \int_{L_2}^X \left[\begin{matrix} (Y_3 - y) \cdot \cos\alpha + \\ + (X - x) \cdot \sin\alpha \end{matrix} \right] dx = 0; \end{aligned} \qquad (7.29)$$

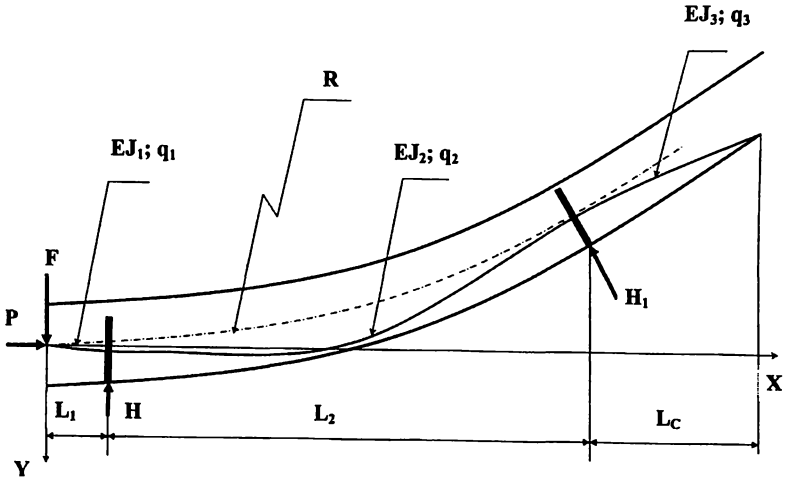


Рис. 7.13. Расчетная схема КНБК с различной жесткостью секций.

После дифференцирования приведенных выше интегро-дифференциальных уравнений (7.27, 7.28, 7.29) получим уравнения третьего порядка, которые для каждой из секций КНБК в безразмерной форме будут иметь вид:

$$y_1''' - x \cdot y_1' + p \cdot y_1' - x + f = 0 \tag{7.30}$$

$$a \cdot y_2''' - t \cdot x \cdot y_2' + p \cdot y_2' - t \cdot x + f_1 - \left(y_2' \cdot 1 + 1\right) \cdot (1 - t) = 0 \tag{7.31}$$

$$\begin{aligned} &b \cdot y_3''' - j \cdot x \cdot y_3' + p \cdot y_3' - j \cdot x + f_2 - \\ &-\left(y_3' \cdot l + l\right) \cdot (1 - t) - \left(y_3' \cdot l_1 + l_1\right) \cdot (t - j) = 0 \end{aligned} \tag{7.32}$$

В целях упрощения, полученные дифференциальные третьего порядка обезразмерены по параметрам EI_1 и q_1 первой секции (от долота) по формулам:

$$x = \frac{X}{m}; \quad y = \frac{Y}{m \cdot \mathrm{tg}\alpha}; \quad y' = \frac{Y'}{\mathrm{tg}\alpha};$$

$$y'' = \frac{m \cdot Y''}{\mathrm{tg}\alpha}; \quad y''' = \frac{m^2 \cdot Y'''}{\mathrm{tg}\alpha};$$

$$p = \frac{P}{m \cdot q_1 \cdot \cos\alpha}; h = \frac{H}{m \cdot q_1 \cdot \sin\alpha};$$

$$f = \frac{F}{m \cdot q_1 \cdot \sin\alpha}; \quad m = \sqrt[3]{\frac{EJ_1}{q_1 \cos\alpha}};$$

$$a^3 = \frac{E \cdot J_2}{E \cdot J_1}; \quad b^3 = \frac{E \cdot J_3}{E \cdot J_1}; \; t^3 = \frac{q_2}{q_1}; k^3 = \frac{q_3}{q_1}$$

где EJ_1 - жесткость на изгиб первой (направляющей) секции КНБК, кН·м^2 ;
P - осевая нагрузка на долото, кН ;
q_1 - вес единицы длины первой секции КНБК с учетом плотности промывочной жидкости, кН/м;
$f_1 = f + h$;
$f_2 = f_1 + h_1$;
α - зенитный угол ствола скважины, град.;
F, H, H_1 – отклоняющая сила на долоте и поперечные реакции на центраторах, кН;
x, y, y', y'', y''', p, h, h_1, f - безразмерные аналоги параметров X, Y, Y', Y'', Y''', P, H, H_1, F соответственно.

В соответствии с расчетной схемой и принятыми требованиями к опорам граничные условия сопряжения секций КНБК в безразмерном виде могут быть записаны следующим образом:

<u>в точке $X = 0$:</u>
$y_1 = c$
$y_1'' = 0$

<u>на первой опоре ($X = L_1$):</u>
$y_1 = y_2 + z_1$ - при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины;
$y_1 = y_2 + z_1 = d_1 - S\left[r - \sqrt{r^2 - l_1^2}\right]$ - при касании опорным элементом стенки ствола скважины
$y_1' = y_2'$
$y_1'' = a\, y_2''$

<u>на второй опоре ($X = L_1 + L_2$):</u>
- $y_2 = y_3 + z_2$ - при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины;
$y_2 = y_3 + z_2 = d_2 - S\left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2)^2}\right]$ - при касании опорным элементом стенки ствола скважины;
$y_2' = y_3'$
$y_2'' = b\ y_3''$

<u>в точке касания турбобура, ГВЗД или УБТ стенки ствола скважины ($X = L_1 + L_2 + L_C$):</u>

$$y_3 = d_3 + S\left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_c)^2}\right];$$

$$y_3' = \frac{S(l_1 + l_2 + l_3)}{\sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_c)^2}};$$

$$y_3'' = \frac{S \cdot r^2}{\sqrt{\left[r^2 - (l_1 + l_2 + l_c)^2\right]^3}},$$

где в безразмерном виде:
d_1, d_2 - радиальный зазор между стенкой скважины и нижним и верхним опорными устройствами соответственно;
d_3 - радиальный зазор между стенкой скважины и корпусом забойного двигателя или

бурильной трубой;
r - радиус кривизны ствола скважины;
l_C - расстояние от верхнего опорного элемента до точки касания забойным двигателем (бурильной трубой) стенки ствола скважины;
l_1, l_2 - длина первой и второй секции КНБК соответственно;
s - идентификатор кривизны ствола скважины;
z_1, z_2 - величина радиального смещения осей секций КНБК относительно друг друга в поперечном направлении на первой и второй опорах соответственно;
c - смещение центра долота от оси скважины в поперечном направлении.

Если диаметры скважины и долота совпадают, то параметр c равен нулю.

В зависимости от формы оси скважины идентификатор s может принимать три значения: -1, 1 и 0, которые соответствуют вогнутым, выпуклым и тангенциальным участкам ствола скважины.

Параметр r обезразмеривался по формуле:

$$r = \frac{R \cdot tg\alpha}{m_1}.$$

Обезразмеривание параметров c, d_1, d_2, d_3, z_1 и z_2 производилось также как и обезразмеривание Y по формуле:

$$y = \frac{Y}{m_1 \cdot tg\alpha}.$$

Метод решения дифференциальных уравнений заключается в следующем. На каждом участке КНБК искомая функция Y разлагается в ряд Тейлора вокруг начальной точки каждой секции: вокруг точки $x_0 = 0$ – для первой секции от долота; $x_0 = l_1$ - для промежуточной секции; $x_0 = l_r$ - для верхней секции, где $l_r = l_1 + l_2$.

Функция имеет вид:

$$y = y_0 + \frac{y_0'}{1!}\cdot(x-x_0) + \frac{y_0''}{2!}\cdot(x-x_0)^2 + \frac{y_0'''}{3!}\cdot(x-x_0)^3 + \\ + \frac{y_0^{IV}}{4!}\cdot(x-x_0)^4 + \frac{y_0^{V}}{5!}\cdot(x-x_0)^5 + \frac{y_0^{VI}}{6!}\cdot(x-x_0)^6 \qquad (7.33)$$

где y_0 и y_0^i - значения функции и i - производных в точке x_0.

При решении системы уравнений для КНБК с заданными размерами определяются значения отклоняющей силы на долоте, угол между осью долота и касательной к оси скважины, значение и направление реакций стенки ствола скважины на каждом опорном элементе, а также прогиб, угол поворота, изгибающий момент и перерезывающая сила в сечениях КНБК.

Решение задачи было реализовано в виде компьютерной программы «КНБК», которая может быть использована при проведении аналитических исследований работы КНБК [72].

7.4. Выбор и обоснование применения критерия оптимизации размеров КНБК

Проектирование КНБК предполагает определение длины секций и диаметр опорных элементов, при которых выполняются поставленные условия на долоте и которые принято называть критерием оптимизации.

Правильный выбор критерия оптимизации во многом определяет качество последующих аналитических исследований, достоверность и надежность полученных результатов, эффективность разработанных рекомендаций и, в конечном итоге, эффективность применения КНБК.

В практике наклонно направленного бурения при оптимизации геометрических размеров КНБК широко применяется критерий, в соответствии с которым на долоте отклоняющая сила равна нулю. При равенстве нулю отклоняющей силы долото не будет фрезеровать своей боковой поверхностью стенку ствола скважины. При этом в процессе бурения горная порода будет разрушаться только в направлении оси долота, которое в общем случае может не совпадать с направлением проектной оси прямолинейного интервала скважины или касательной к оси искривленного ствола скважины.

При сохранении радиального зазора на центраторах критерий равенство нулю отклоняющей силы на долоте может обеспечить достаточно надежную стабилизацию зенитного угла и заданную интенсивность его изменения при бурении КНБК без наддолотного калибратора. Однако, при перекосе долота возникает перерезывающая сила, действующая на опоры шарошек долота, что снижает ресурс его работы. Кроме того, как показывает практика бурения глубоких скважин шарошечными долотами, для формирования качественного ствола скважины непосредственно над долотом необходимо устанавливать калибратор. Расчеты показывают [115], что смещение направляющей секции КНБК в точке, расположенной от торца долота на расстоянии, равном длине наддолотного калибратора, может достигать нескольких миллиметров. При этом наддолотный калибратор является дополнительной опорой, не предусмотренной расчетной схемой и способствующей появлению отклоняющей силы на долоте.

Из уравнения (7.30) получено соотношение в безразмерном виде (при x=0):

$$f = -y' p - y''' \qquad (7.34)$$

где f - отклоняющая сила;
y' - угол перекоса долота;
p - осевая реакция забоя;
y''' - перерезывающая сила.

Анализ уравнения (7.34) показывает, что для выполнения условий равенства нулю отклоняющей силы (f=0) и угла перекоса долота (y'=0) необходимо, чтобы перерезывающая сила на долоте была равна нулю (y'''= 0).

Имея на долоте равенство нулю не только отклоняющей силы, но и угла его перекоса можно считать, что горная порода будет разрушаться только в направлении оси ствола скважины или касательной к оси искривленного интервала скважины. При этом наддолотный калибратор уже не является дополнительной опорой и, таким образом, расчеты КНБК будут отличаться большей точностью и достоверностью.

Таким образом, система граничных условий на долоте (при x=0):

$$y_0 = 0; y_0' = 0; y_0'' = 0; y_0''' = 0$$

может являться критерием оптимизации жёстких КНБК для стабилизации и мало интенсивного изменения зенитного угла ствола скважины в условиях проводки наклонно направленных скважин. Критерий оптимизации параметров КНБК, основанный на равенстве нулю отклоняющей силы на долоте и угла его перекоса, имеет существенные преимущества и представляется наиболее приемлемым критерием при расчете и проектировании КНБК для бурения наклонно направленных, горизонтальных и вертикальных (при зенитных углах менее 5°) скважин [122]. Установлена функция (в безразмерном виде), аппроксимирующая упругую ось направляющей секции оптимальной КНБК [115, 122]:

$$y = \frac{1}{24}x^4 - \frac{p}{720}x^6 \qquad (7.35)$$

Если пренебречь вторым членом правой части уравнения (7.35) ввиду его малости, то диаметр ($D_Ц$) нижнего центратора для обеспечения равенства нулю угла перекоса долота в наклонно прямолинейном может быть рассчитан по формуле:

$$D_ц = D - \frac{L^4 \cdot g}{12 \cdot EJ}$$

где D – диаметр долота (ствола скважины), м;
$D_Ц$ – диаметр центратора, м;
L – длина направляющей секции КНБК, м;
EJ – жёсткость на изгиб направляющей секции КНБК, кН*м^2;
g – вес одного метра направляющей секции КНБК, кН/м.

При этом длина направляющей секции должна быть меньше длины жесткого звена, так как сделанным выше допущением продольная сила, действующая на долото, не учитывается (см. раздел 7.1.2).

Для одноцентраторной КНБК при заданном значении зенитного угла и кривизны ствола скважины существует единственная пара оптимальных значений диаметра центратора и длины направляющей секции. Например, в стабилизирующей (расчетный зенитный угол ствола 20°) КНБК с одним центратором для роторного способа бурения (УБТ диаметром 203 мм и долото диаметром 295.3 мм) для выполнения критерия оптимизации с двумя условиями на долоте центратор диаметром 284 мм следует установить на расстоянии 8 м от торца долота. Полученная длина направляющей секции КНБК является максимальной, а величина диаметра центратора – минимальной для поставленных условий расчета. У многоцентраторных КНБК с оптимальными размерами длина направляющей секции значительно меньше. При этом диаметр центратора будет незначительно отличаться от диаметра долота. Например, если длина направляющей секции у КНБК на основе УБТ-203 с долотом диаметром 295.3 мм с двумя центраторами равна 4 м, то диаметр нижнего центратора для выполнения принятых условий оптимизации должен быть 295 мм.

Критерий оптимизации размеров КНБК с двумя условиями жестко устанавливает длину направляющей секции КНБК с одним центратором, что не всегда выполнимо в случае использования секционных конструкций забойного двигателя (ГВЗД или турбобура). Особенность конструирования КНБК на основе забойного двигателя заключается в том, что во многих случаях единственно возможным местом установки центратора является нижняя часть шпинделя и разъемы секций. В многоцентраторной КНБК при

размещении центраторов в соответствии с конструкцией забойного двигателя величина диаметра первого от долота центратора, как было отмечено выше, будет близка к диаметру долота, что не удовлетворяет технологии бурения забойным двигателем ввиду возможного «зависания» КНБК в скважине.

Для выполнения условия равенства нулю только отклоняющей силы на долоте нет необходимости в столь жестких условиях, что позволит оптимизировать одноцентраторную КНБК с различной длиной направляющей секции и выбирать из ряда вариантов такую его длину, которая удовлетворяет как конструктивным характеристикам забойного двигателя, так и условиям бурения.

Таким образом, при оптимизации размеров КНБК на базе секционных забойных двигателей целесообразно использовать критерий, в соответствии с которым только отклоняющая сила на долоте равна нулю.

При роторном способе бурения не накладываются столь жесткие ограничения на диаметр центраторов, а также на длину секций КНБК. Поэтому при оптимизации размеров КНБК для роторного способа бурения может быть реализован критерий с двумя условиями на долоте – равенство нулю отклоняющей силы на долоте и угла перекоса долота в скважине.

7.5. Оптимальные КНБК для проводки наклонных интервалов профиля скважины

Рассмотрим стабилизирующие КНБК, размеры которых получены при условии равенства нулю отклоняющей силы на долоте.

На рис. 7.14 представлен график зависимости диаметра центратора от длины направляющей секции стабилизирующей КНБК, включающей УБТ-178, центратор и долото диаметром 215.9 мм. Длина направляющей секции, равная 6 м, ограничивает область существования оптимальных решений анализируемой КНБК. При указанной длине направляющей секции угол перекоса долота равен 0.0001 рад. И имеет отрицательное значение. Долото при этом направлено в сторону уменьшения зенитного угла.

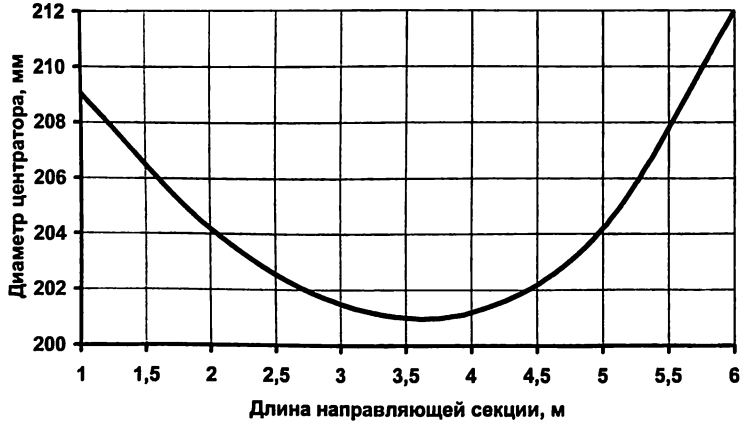


Рис. 7.14. Зависимость диаметра центратора оптимальной стабилизирующей КНБК (угол стабилизации ствола скважины 20 град) от длины направляющей секции. КНБК включает долото диаметром 215.9 мм, центратор и УБТ-178.

Зависимость величины диаметра верхнего центратора от длины верхней секции стабилизирующей КНБК с двумя центраторами для различных зенитных углов ствола скважины в диапазоне значений от 20 до 40° приведена на рис. 7.15. Кривые пересекаются в точке с координатами [диаметр верхнего центратора – 204.5 мм; длина верхней секции – 7.5 м], что свидетельствует о возможности применения КНБК с указанными размерами для стабилизации любого значения зенитного угла в интервале значений от 20 до 40°.

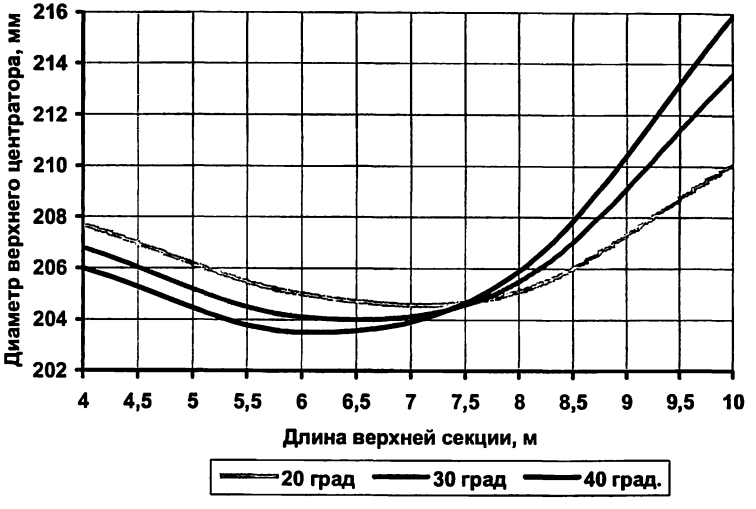


Рис. 7.15. Зависимость оптимальных значений диаметра верхнего центратора от длины верхней секции стабилизирующей КНБК для различных зенитных углов стабилизации. КНБК включает долото диаметром 215.9 мм, два центратора, УБТ-178. Длина направляющей секции равна 2.5 м

На рис. 7.16 приведен график зависимости длины направляющей секции КНБК с одним центратором, которая предназначена для увеличения зенитного угла по радиусу 5730 м, от величины зенитного угла ствола скважины при его изменении в диапазоне значений от 20° до 50°. Данные зависимости получены для двух условий оптимизации: равенство нулю отклоняющей силы на долоте и угла перекоса долота.

Из графика на рис. 7.16 следует, что для выполнения двух условий критерия оптимизации на долоте в процессе проводки ствола скважины по дуге окружности с радиусом 5730 м необходимо уменьшать длину направляющей секции с 4.8 м до 4.18 м при увеличении зенитного угла до 50°. Таким образом, анализируемый критерий оптимизации КНБК будет выполняться только в том случае, если с увеличением зенитного угла длина направляющей секции будет уменьшаться, а диаметр центратора увеличиваться. Реализовать данное условие с помощью КНБК, включающей стационарный центратор, невозможно. Другими словами, для выполнения анализируемого критерия оптимизации размеров КНБК с одним центратором каждому значению зенитного угла и радиуса кривизны ствола скважины при заданной нагрузке на долото соответствует единственная пара значений «диаметр центратора – длина направляющей секции». При этом длина направляющей секции КНБК, оптимизированной по двум условиям на до-

лоте, близка к максимально возможной длине направляющей секции КНБК оптимизированной по критерию равенство нулю отклоняющей силы с аналогичным показателем назначения.

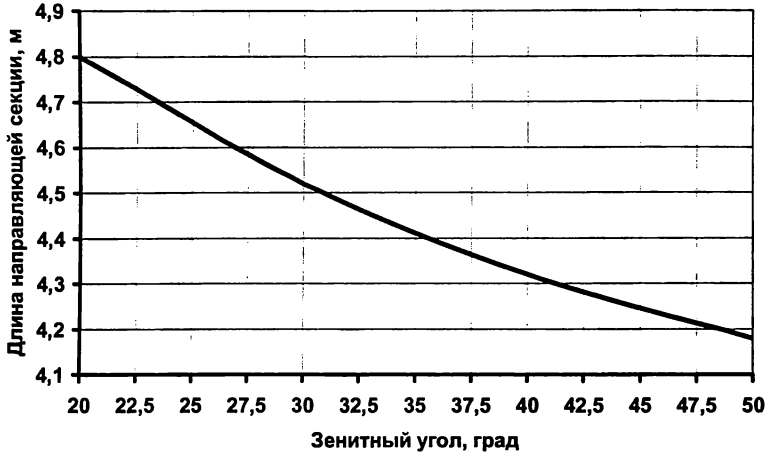


Рис. 7.16. Зависимость длины направляющей секции искривляющей КНБК с одним центратором от зенитного угла. КНБК включает долото диаметром 215.9 мм; УБТ-178 и центратор.

При увеличении количества центраторов появляется возможность получить множество вариантов оптимальных размеров КНБК для заданных значений зенитного угла и радиуса кривизны ствола скважины [76, 78, 82].

На рис. 7.17 представлены графики зависимости диаметра верхнего центратора от длины верхней секции искривляющей КНБК с двумя центраторами, полученные при различных значениях зенитного угла. Длина направляющей секции данной КНБК равна 2.5 м, а диаметр нижнего центратора – 214.7 м (при величине зенитного угла - 20°). Радиус восходящего участка скважины равен 5730 м.

Кривые на рис. 7.17 пересекаются в точке с координатами [длина верхней секции 7.5 м, диаметр верхнего центратора – 199. 5 мм]. Таким образом, если поместить КНБК с указанными размерами в искривленный по радиусу 5730 м ствол скважины, то в процессе бурения при увеличении зенитного угла поставленные условия оптимизации будут выполняться. Здесь следует уточнить, что при такой постановке задачи диаметр нижнего центратора зависит от зенитного угла, однако ввиду значительной жесткости направляющего участка, длина которого в данном случае равна 2.5 м, изменения диаметра не превышают величину допуска на изготовление центраторов. Например, для рассматриваемой КНБК расчетный диаметр нижнего центратора при увеличении величины зенитного угла с 20° до 50° уменьшается на 0.7 мм (с 213.2 до 212.5 мм).

Каждой возможной длине направляющей секции искривляющей КНБК будет соответствовать единственно возможная пара значений диаметра верхнего центратора и длины верхней секции. В табл. 7.2 приведены размеры искривляющих КНБК, соответствующие критерию оптимизации с двумя условиями на долоте.

Значения длины верхней секции и диаметра верхнего центратора оптимальной искривляющей КНБК являются координатами точки пересечения кривых, являющихся

зависимостями «длина верхней секции – диаметр верхнего центратора». Совокупность таких точек пересечения образует кривую А-Б, которая разделяет область оптимальных параметров верхней секции КНБК, ограниченную координатными осями на два поля (рис. 7.17). Поле, расположенное выше линии А-Б, определяет длину верхней секции КНБК, при которой искривляющая КНБК будет увеличивать зенитный угол ствола с увеличивающейся интенсивностью. Ниже линии А-Б – это область существования искривляющихся КНБК, при использовании которых зенитный угол будет увеличиваться с уменьшающейся интенсивностью.

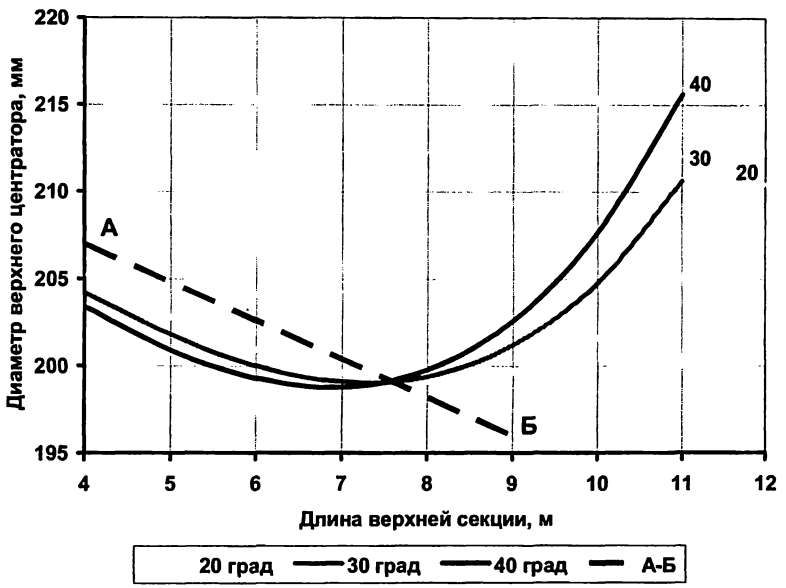


Рис. 7.17. Зависимость диаметра верхнего центратора от длины верхней секции КНБК с двумя центраторами для увеличения зенитного угла ствола скважины по радиусу 5730 м. Длина нижней секции КНБК равна 2.5 м, диаметр нижнего центратора равен 214.7 мм. КНБК выполнена на основе УБТ-178 с долотом диаметром 215.9 м.

ТАБЛИЦА 7.2
ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КНБК ДЛЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПО РАДИУСУ 5730 М (ИНТЕНСИВНОСТЬ 1°/100М) ПРИ БУРЕНИИ ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ РОТОРНЫМ СПОСОБОМ

Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм
1.5	215.5	5.7	205.1
2.0	215.1	6.3	202.3
2.5	214.7	7.3	199.0
3.0	214.0	8.5	195.7
3.5	213.2	9.6	192.0

Приведенные выше положения могут быть основой для разработки технологии оптимального управления проводкой наклонных и горизонтальных скважин с помощью КНБК с изменяемыми в процессе бурения параметрами.

7.6. Показатели надежности работы и устойчивости КНБК на проектной траектории

Результатом оптимизации размеров КНБК является множество расчётных вариантов, каждый из которых удовлетворяет поставленным условиям на долоте и принятым допущениям расчетной схемы. Поэтому в рамках оптимизационной задачи невозможно определить наиболее эффективные варианты оптимальных размеров для проектирования КНБК.

В реальной скважине условия работы КНБК могут существенно отличаться от заданных расчетной схемой условий. Например, диаметр ствола скважины может увеличиваться сразу же за долотом вследствие гидроэрозии стенки скважины, опорные элементы центраторов изнашиваются и внедряются в стенку ствола, а вал забойного двигателя может быть установлен с радиальным люфтом. Кроме того, при сборке КНБК в некоторых случаях не всегда могут быть выдержаны расчетные размеры. Поэтому необходимо принять показатели, которые позволят провести оценку каждого варианта оптимальных размеров на соответствие условиям бурения конкретной скважины [80, 93].

Из множества полученных вариантов оптимальных размеров КНБК необходимо выбрать для последующего проектирования вариант, который, во-первых, обеспечивает максимальную устойчивость КНБК к воздействию доминирующих дестабилизирующих факторов, а, во-вторых, - надежность выполнения параметров проектной траектории бурения (стабилизацию зенитного угла или его изменение с запланированной интенсивностью).

КНБК является упругим телом, поэтому зависимости величины опорных реакций на центраторах и отклоняющей силы на долоте от деформации КНБК имеют линейный характер. По этой причине целесообразно в качестве показателя устойчивости КНБК для оцениваемого дестабилизирующего фактора принять темп изменения отклоняющей силы на единицу дестабилизирующего фактора для выбранного ряда вариантов оптимальных размеров:

$$П_{уст} = \frac{\Delta F_{от}}{\Delta Ф} \text{ (кН/мм)} \qquad (7.36)$$

где $\Delta F_{от}$ – величина изменения отклоняющей силы, кН;

$\Delta Ф$ – величина изменения фактора, мм.

На долоте стабилизирующей КНБК, расположенной в прямолинейном стволе скважины с зенитным углом, величина которого отличается от расчетного значения, будет действовать отклоняющая сила, которая может быть направлена как в сторону восстановления проектного значения зенитного угла, так и его дальнейшего изменения.

При этом в первом случае в процессе бурения за счет отклоняющей силы на долоте будет восстановлен зенитный угол ствола скважины, величина которого является целью бурения стабилизирующей КНБК, а в во втором - будет происходить дальнейшее отклонение ствола от проектной траектории.

Таким образом, для оценки надежности работы стабилизирующей КНБК принимается условие, при котором положительное (в сторону восстановления расчетного угла стабилизации зенитного угла) изменение отклоняющей силы на долоте на единицу изменения зенитного угла имеет максимальное значение.

Показатель надежности стабилизации зенитного угла (СЗУ) может быть выражен в виде следующей зависимости:

$$П_{НАД} = \frac{\Delta F_{от}}{\Delta\alpha} \text{ (кН/град)} \qquad (7.37)$$

где $\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла, град.

Показатели надежности и устойчивости рассчитываются только для диапазона изменения зенитного угла и дестабилизирующих факторов, при котором расчетная схема взаимодействия КНБК со стволом скважины не изменяется.

В качестве показателя для оценки устойчивости КНБК к изменению расчетной кривизны ствола скважины может быть использован показатель ($П_{ЖСТ}$) жесткости КНБК:

$$П_{ЖСТ} = \frac{\Delta F_{от}}{\Delta i} \text{ (кН·/град./м)} \qquad (7.38)$$

где Δi – величина отклонения кривизны от расчетного значения, град./м;
$\Delta F_{ОТ}$ – величина изменение отклоняющей силы на долоте, кН.

7.7. Анализ работы КНБК при бурении гидравлическими забойными двигателями

7.7.1. Выбор критерия оптимизации размеров КНБК

Анализ результатов применения КНБК при бурении наклонных скважин на месторождениях Западной Сибири показывает, что в интервале залегания мягких, неустойчивых горных пород не обеспечивается стабилизация проектных параметров траектории бурения. Если в некоторых случаях в интервале применения стабилизирующих КНБК достигается сохранение начального значения зенитного угла ствола скважины, то это объясняется случайно полученным балансом отрицательных и положительных величин изменения зенитного угла и азимута.

Используемая для проводки ствола ниже башмака кондуктора типовая КНБК на основе турбобура диаметром 195 мм с центратором на ниппеле шпинделя может считаться стабилизирующей только при установке центратора диаметром не более 210 мм, так как при этом отклоняющая сила на долоте равна нулю, что исключает фрезерование долотом горной породы в поперечном направлении и искривление ствола скважины. В практике бурения используют центраторы преимущественно диаметром более 212 мм и более. Такая КНБК предназначена, при условии обеспечения условий, заданных расчетной схемой, для увеличения зенитного угла с максимально возможной интенсивностью 3.3°/100м, что и имеет место на практике при проводке отдельных интервалов ствола скважины в устойчивой части разреза.

Важной задачей при разработке технико-технологических решений для проводки скважин гидравлическими забойными двигателями является повышение устойчивости КНБК при проводке тангенциального участка проектного профиля.

В данном разделе проведен анализ стабилизирующих КНБК на базе типовых турбобуров 3ТСШ-195, 3ТСШ-172 и А6Ш-164. Основные параметры указанных турбобуров, которые необходимы для проведения анализа различных схем КНБК, приведены в табл. 7.3.

ТАБЛИЦА 7.3
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТУРБОБУРОВ

Тип турбобура	Жесткость на изгиб, кН·м^2	Вес одного метра, кН/м	Гибкость, м
3ТСШ-195	10052,64	1,80	3,2869
3ТСШ-172	6205,96	1,35	3,7621
А6Ш-164	5750,00	1,21	3,9629

Как уже отмечалось, в практике наклонно направленного бурения при оптимизации геометрических размеров КНБК применяются преимущественно два критерия, в соответствии с которыми при расчете КНБК задаются следующие условия на долоте:

- равенство нулю отклоняющей силы на долоте;
- равенство нулю отклоняющей силы на долоте и угла его перекоса в скважине.

Критерий оптимизации с двумя условиями жестко устанавливает длину направляющей секции КНБК с одним центратором, что не всегда выполнимо в случае использования секционных конструкций забойных двигателей (ГВЗД или турбобура).

В многоцентраторной КНБК при размещении центраторов в соответствии с конструкцией забойного двигателя диаметр первого от долота центратора будет близок к диаметру долота, что не удовлетворяет требованиям технологии бурения забойным двигателем ввиду возможного «зависания» бурильной колонны в скважине.

Для выполнения условия равенства нулю только отклоняющей силы на долоте нет необходимости в столь жестких условиях, что позволит подвергать оптимизации одноцентраторную КНБК с различной длиной направляющей секции и выбирать из ряда вариантов такую его длину, которая удовлетворяет как конструктивным характеристикам забойного двигателя, так и условиям бурения.

Упругая ось КНБК с двумя условиями оптимизации в непосредственной близости от долота, в месте размещения наддолотного калибратора (до 1 м) практически совпадает с остью ствола скважины. Что же касается КНБК, размеры которых соответствуют одному условию оптимизации, то непосредственно над долотом ось направляющей секции составляет с осью ствола скважины некоторый угол, который тем больше, чем меньше длина направляющей секции. Отмеченный фактор должен учитываться при выборе типа-размера долота и наддолотного калибратора в процессе расчёта и проектирования КНБК.

Таким образом, в дальнейшем при проведении анализа КНБК на основе существующих конструкций гидравлического забойного двигателя оптимальными будут считаться такие размеры (диаметр центраторов и место их установки), при которых только отклоняющая сила на долоте равна нулю.

7.7.2. КНБК на основе турбобура 3ТСШ-195

7.7.2.1. КНБК с одним центратором

В табл. 7.4 приведены оптимальные размеры КНБК включающей долото диаметром 215.9 мм, три секции турбобура (3ТСШ-195) диаметром 195 мм с центратором на корпусе.

ТАБЛИЦА 7.4
ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КНБК С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 195 ММ С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм
1	1	211.5
2	2	209.0
3	3	208.0
4	4	209.5
5	5	214.1

Для каждого варианта стабилизирующей КНБК рассчитаны показатели надежности стабилизации зенитного угла и устойчивости к увеличению диаметра ствола скважины и уменьшению диаметра центратора. Результаты расчетов приведены в табл. 7.5.

При положительном значении показателя надёжности стабилизации зенитного угла отклоняющая сила направлена в сторону восстановления расчетного значения зенитного угла, равного 20°, а при его отрицательном значении - в сторону уменьшения или увеличения зенитного угла (рис. 7.18).

ТАБЛИЦА 7.5
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 195 ММ С ДОЛОТО ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Номер варианта КНБК	Показатель надежности стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, кг/мм	Максимальный диаметр ствола скважины, мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центратора, кг/мм	Минимальный диаметр центратора, мм
1	-9.2	-95	217	-195	210.8
2	-2.0	-48	221	-69	206.2
3	+0.6	-18	227	-30	202.2
4	+2.1	-7	243	-13	199.1
5	+3.2	-4	273	-8	197.0

Из графика, приведенного на рис. 7.18 следует, что длина направляющей секции типовой КНБК находится вне диапазона надежной работы по стабилизации зенитного угла ствола скважины. В случае отклонения зенитного угла ствола скважины от расчетного значения для типовой КНБК (в данном случае 20°) при дальнейшем углублении ствол

скважины будет искривляться. Причем направление искривления определяется величиной фактического зенитного угла ствола скважины. В случае если зенитный угол меньше 20° ствол скважины будет искривляться в направлении уменьшения зенитного угла и наоборот.

Показатели устойчивости КНБК существенно увеличиваются при длине направляющей секции, превышающей 2.5 м (см. рис. 7.19, 7.20).

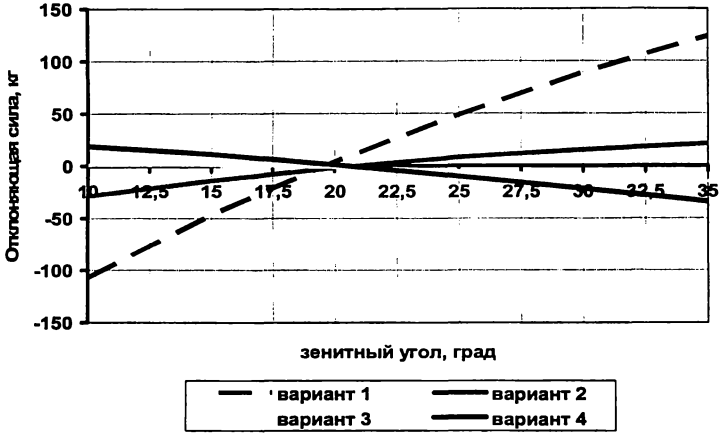


Рис. 7.18. Зависимость отклоняющей силы на долоте от зенитного угла для вариантов стабилизирующей КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм.



Рис. 7.19. Зависимость показателя надежности стабилизации зенитного угла КНБК с одним центратрором на основе турбобура диаметром 195 мм от длины направляющей секции

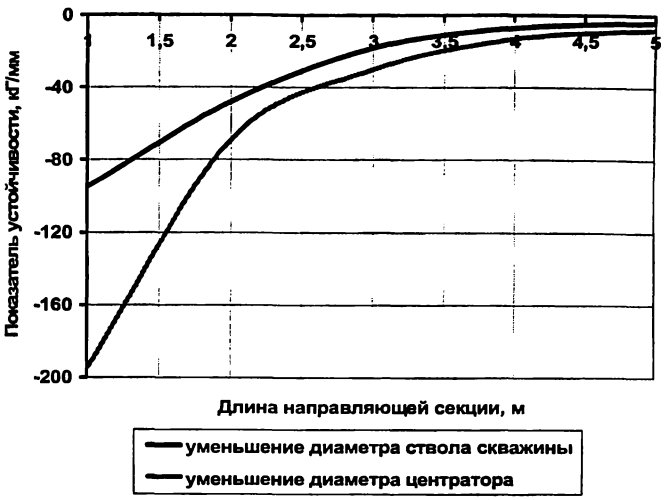


Рис. 7.20. Зависимость показателя устойчивости стабилизирующей КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм от длины направляющей секции

Таким образом, рациональная длина направляющей секции стабилизирующей КНБК на базе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм находится в диапазоне от 2.5 до 3.5 м. Причем КНБК с длиной направляющей секции равной 2.7 м может быть использована для стабилизации любого зенитного угла ствола скважины в диапазоне (15-30°) зенитных углов, характерных для проектного профиля наклонных скважин в Западной Сибири.

Использовать для стабилизации зенитного угла ствола скважины КНБК с длиной направляющей секции свыше 3.5 м нецелесообразно, поскольку устойчивость к воздействию анализируемых дестабилизирующих факторов увеличивается, незначительно. Кроме того, при бóльшой длине направляющей секции КНБК необходимо использовать центраторы диаметром свыше 214 мм, что нежелательно по причинам, связанным с прохождением КНБК по стволу скважины и с возможным её зависанием в процессе бурения.

7.7.2.2. КНБК с двумя центраторами

В целях снижения нагрузки на нижний центратор и, следовательно, уменьшения внедрения опорных элементов центратора в стенку ствола скважины, а также его изнашивания, как в процессе спуска, так и при бурении в состав КНБК включается верхний центратор. При турбинном способе бурения верхний центратор может быть размещен между первой и второй секциями турбобура, при этом минимальное расстояние между центраторами равно длине турбинной секции и составляет 8.5 м. Максимальный диаметр верхнего центратора по технологическим причинам целесообразно принять равным 212 мм.

В табл. 7.6 приведены оптимальные размеры КНБК с двумя центраторами на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм. КНБК предназначе-

на для бурения наклонно прямолинейного интервала профиля скважины с углом 20°.

ТАБЛИЦА 7.6
ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КНБК С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРАМИ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 195 ММ С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр ижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм
1	1	214.8	8.5	212
2	1.5	214.6	8.5	212
3	2.0	214.7	8.5	212
4	2.5	215.3	8.5	212

За счет установки второго центратора опорная реакция на первом центраторе для КНБК с длиной направляющей секции 1 м и 2,5 м в сравнении с одноцентраторной КНБК уменьшилась до 2 кН и 3 кН соответственно. Результаты анализа показателей надежности стабилизации зенитного угла и устойчивости вариантов выполнения стабилизирующей КНБК с межсекционным центратором приведены в табл. 7.7.

ТАБЛИЦА 7.7
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРАМИ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА ЗТСШ-195 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Номер варианта КНБК	Показатель надежности стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, кг/мм	Максимальный диаметр ствола скважины, мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центратора, кг/мм	Минимальный диаметр нижнего центратора, мм
1	-11.4	-95	218	-200	214.0
2	-6.2	-48	219	-86	212.0
3	-3.3	-18	222	-48	210.0
4	-1.5	-7	226	-30	208.5

Лучшие показатели по надежности и устойчивости имеет КНБК по четвертому варианту выполнения. Однако все варианты выполнения КНБК с двумя центраторами, один из которых является межсекционным, находятся в зоне неустойчивой работы. Кроме того, сравнивая табл. 7.5. и 7.7 можно убедиться, что у КНБК с двумя центраторами все показатели значительно хуже в сравнении с одноцентраторной КНБК. Дело в том, что в начале данного раздела мы жестко задали расстояние между центраторами, привязавшись к длине турбинной секции. Стационарные центраторы, которые могут устанавливаться только в разъёмах секций забойного двигателя, ограничивают возможности двухцентраторной схемы, не позволяют проектировать КНБК для различных условий бурения скважины.

В случае применения передвижных центраторов, которые можно устанавливать в любом месте на корпусе турбобура, появляется возможность реализации двухцентраторной схемы КНБК с длиной верхней секции меньшей или большей, чем длина тур-

бинной секции.

При размещении верхнего центратора диаметром 208 мм на расстоянии 6 м от нижнего центратора диаметром 214 мм увеличивается надежность КНБК. Например, при указанных размерах верхней секции для КНБК с длиной нижней секции 1.5 м и 2.5 м показатель надежности составит –1 кг/град. и +1.5 кг/град. соответственно. Примечательно, что при длине нижней секции равной 2.5 м показатель надежности находится в положительной области.

Следует сравнить жесткостные свойства одно- и двухцентраторных КНБК.

На рис. 7.21 приведены зависимости отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины для одноцентраторной и двухцентраторной КНБК, оптимальные размеры которых представлены в табл. 7.8.

ТАБЛИЦА 7.8
ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КНБК НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 195 ММ С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм
1	2.0	209.0		
2	2.0	214.7	8.5	212
3	2.5	214.7	6.0	208

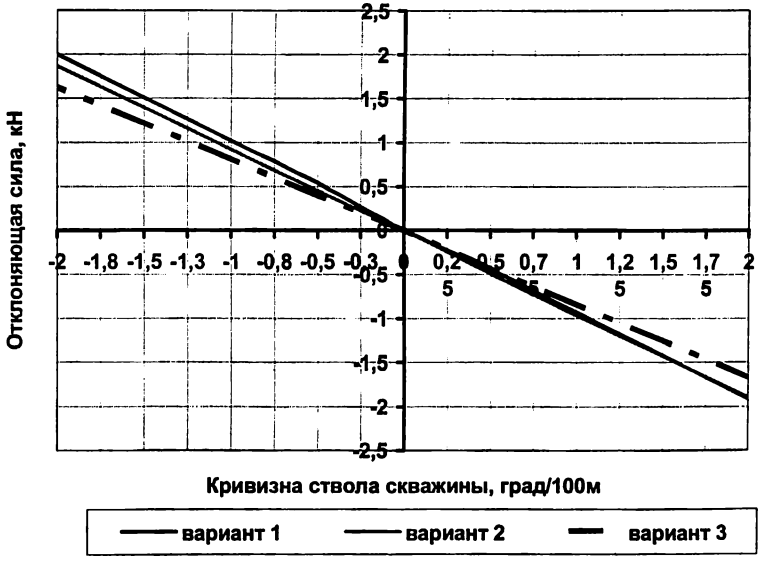


Рис. 7.21. Зависимость отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины для вариантов КНБК на основе турбобура 3ТСШ-195: 1 - центратор Ø209 мм, направляющая секция 2 м; 2 - нижний центратор Ø 214.7 мм, направляющая секция 2 м, верхний центратор Ø212 мм, верхняя секция 8.5 м; 3 - нижний центратор Ø214.7 мм, направляющая секция 2.5 м, верхний центратор Ø208 мм, верхняя секция 6 м

Из графиков, приведенных на рис. 7.21, следует, что жёсткость КНБК как системы определяется преимущественно жёсткостью на изгиб основы КНБК, в данном случае турбобура, и длиной направляющей секции. Например, графики для одно- и двухцентраторной КНБК с одинаковой длиной направляющей секции существенно не отличаются друг от друга.

Здесь следует отметить, что радиальный зазор между корпусом турбобура и скважиной, который при долоте диаметром 215.9 мм и турбобуре диаметром 195 мм равен 10.45 мм, не позволяет использовать корпусные центраторы передвижного типа из-за низкой надежности самой конструкции центратора и перекрытия большей части кольцевого зазора корпусом центратора. Кроме того, высокая жёсткость на изгиб турбобура при сравнительно небольшой величине кольцевого зазора ограничивает возможности двухцентраторной схемы компонования. Например, при длине верхней секции более 11 м оптимальных решений для КНБК с длиной нижней секции 2.5 м не существует вообще. У турбобуров меньшего диаметра диапазон оптимальных решений, как это будет показано ниже, за счет большей длины верхней секции шире, а следовательно, у таких КНБК больше вариантов для проектирования.

7.7.2.3. КНБК на основе турбобура малого диаметра

Рассмотрим КНБК на основе следующих типов турбобуров: 3ТСШ-172, ТПС-172 и А6Ш-164. Результаты расчетов сведены в табл. 7.9, в которой для сравнения представлены аналогичные показатели для турбобура 3ТСШ-195.

ТАБЛИЦА 7.9
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРОВ 3ТСШ-195, 3ТСШ-172, ТПС-172, А6Ш-164 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Длина направляющей секции, м	Показатель надежности стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, кг/мм	Максимальный диаметр ствола скважины, мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центратора, кг/мм	Минимальный диаметр центра-тора, мм
Турбобур 3ТСШ-195					
1	-9,2	-95	217	-195	210.8
2	-2.0	-48	221	-69	206.2
3	+0.6	-18	227	-30	202.2
4	+2.1	-7	243	-13	199.1
Турбобур 3ТСШ-172					
1	-8.8	-126	218	-153	205.7
2	-2.17	-27	223	-40	196.4
3	0.57	-10	235	-17	199.2
4	2.13	-4	261	-9	181.7

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 7.9

Турбобур ТПС-172					
1	-7.0	-94	217	-115	205.6
2	-1.4	-28	223	-30	196.0
3	0.5	-7	236	-12	187.8
4	1.6	-3	261	-6	181.3
ТурбобурА6Ш-164					
1	-7.8	-105	217	-125	205.0
2	-2.2	-23	223	-22	194.7
3	0	-8	232	-14	185.7
4	1.3	-4	254	-7	178.0

На рис. 7.22 представлены зависимости, характеризующие надёжность стабилизации зенитного угла и устойчивость стабилизирующих КНБК с одним центратором для турбинного способа бурения долотом диаметром 215.9 мм.

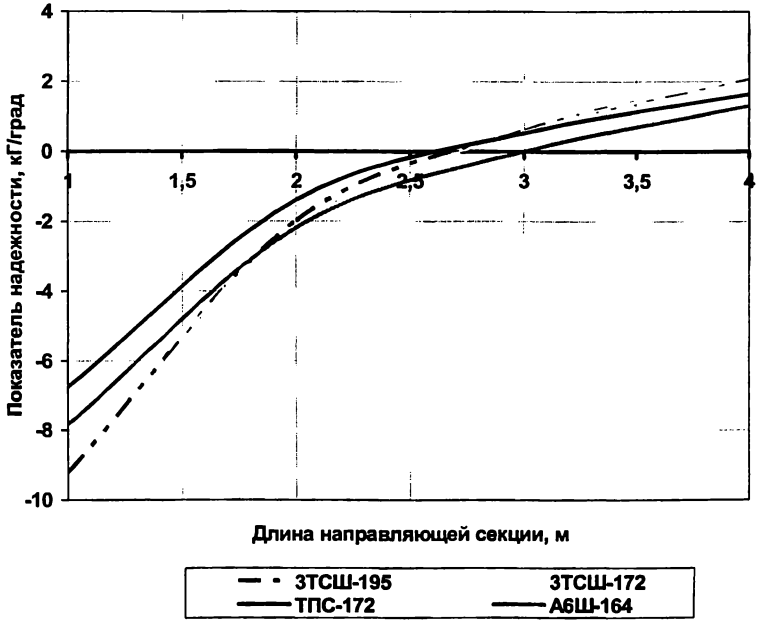


Рис. 7.22. Зависимость показателя надёжности работы КНБК от длины направляющей секции стабилизирующих КНБК с одним центратором на базе типовых турбобуров 3ТСШ-195; 3ТСШ-172; ТПС-172; А6Ш-164 с долотом диаметром 215.9 мм.

Показатель надёжности стабилизации зенитного угла (СЗУ) анализируемых КНБК на основе турбобуров диаметром 172 мм и 165 мм, как и на базе турбобура диаметром 195 мм (3ТСШ-195), принимает положительное значение при длине направляющей

секции более 2.5 м. При длине направляющей секции в диапазоне 2.5-2.7 м показатель надёжности СЗУ для всех типов турбобура близок к нулю. Таким образом, установив центратор на расстоянии 2.5 м получим КНБК, которая может быть использована для стабилизации зенитного угла ствола скважины в диапазоне анализируемых углов от 10° до 40°. Увеличивать длину направляющей секции КНБК в целях получения запаса по показателю надёжности СЗУ нецелесообразно ввиду незначительного темпа его роста: около 1 кг по отклоняющей силы на 1 м увеличения направляющей секции (рис. 7.22).

Графики, приведенные на рис. 7.22, не позволяют сделать вывод о существенном преимуществе какого-либо турбобура по показателю надёжности СЗУ. КНБК на основе турбобура с диаметром менее 195 мм, в данном случае 172 мм и 164 мм, обладают бóльшей устойчивостью на проектной траектории в условиях увеличения диаметра ствола скважины сразу же за долотом, при изнашивании центратора и внедрения его опорных элементов в стенку ствола скважины (рис. 7.23, 7.24). Причем, как и в случае с показателем надежности СЗУ, при длине направляющей секции 2.5 м существенно увеличивается устойчивость КНБК к воздействию дестабилизирующих факторов. При длине направляющей секции превышающей указанную величину устойчивость повышается, однако, во-первых, темп её повышения незначительный, а, во-вторых, она всегда является отрицательной величиной (рис. 7.23, 7.24).

При искривлении ствола скважины на долоте стабилизирующей КНБК возникает отклоняющая сила, направленная в сторону, которая противоположна искривлению ствола. Поэтому при выборе турбобура для стабилизирующих КНБК целесообразно провести анализ жесткостных свойств КНБК.

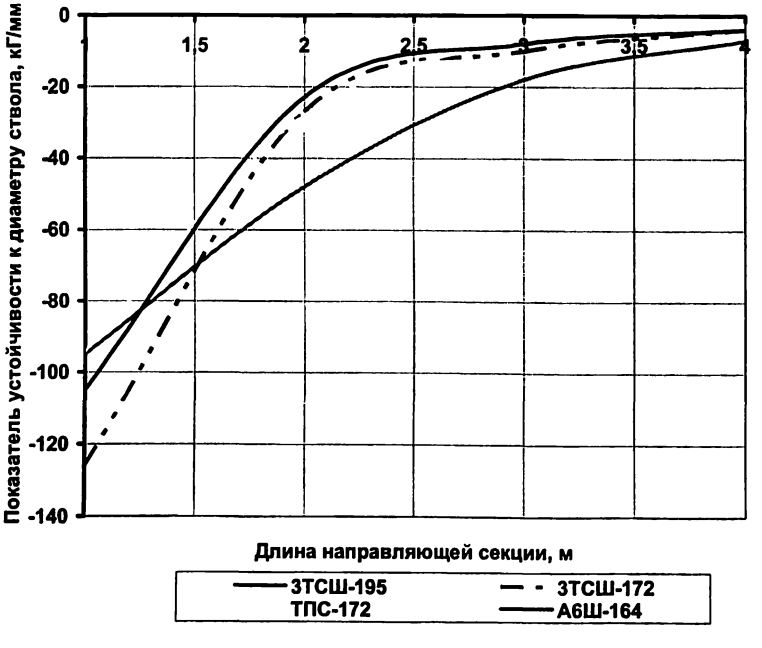


Рис. 7.23. Зависимость показателя устойчивости КНБК к увеличению диаметра ствола от длины направляющей секции стабилизирующих КНБК с одним центратором на базе типовых турбобуров3ТСШ-195; 3ТСШ-172; ТПС-172; А6Ш-164 с долотом диаметром 215.9 мм.

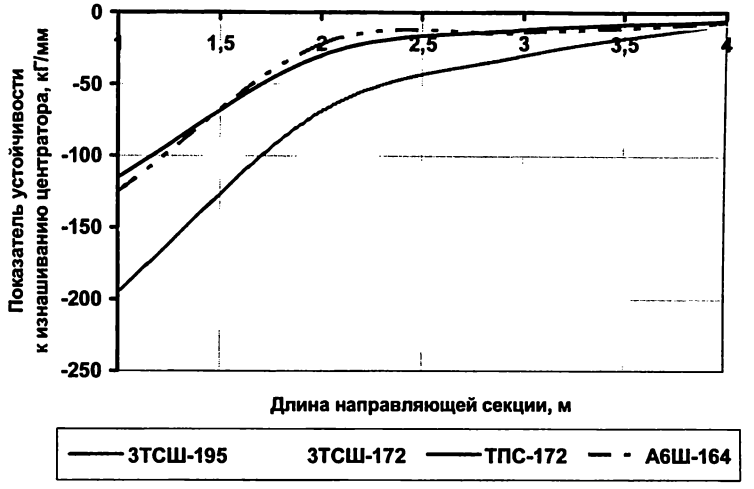


Рис. 7.24. Зависимость показателя устойчивости КНБК к изнашиванию центратора от длины направляющей секции стабилизирующих КНБК с одним центратором на базе типовых турбобуров 3ТСШ-195; 3ТСШ-172; А6Ш-164 с долотом диаметром 215.9 мм.

Существенными преимуществами в части восстановления прямолинейной траектории бурения в случае искривления ствола скважины обладают стабилизирующие КНБК на базе турбобура 3ТСШ-195 ввиду большей жёсткости на изгиб турбобура (рис. 7.25).

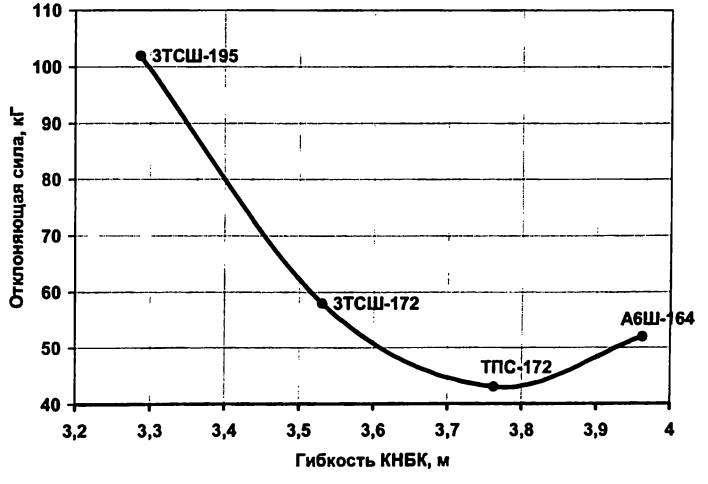


Рис. 7.25. Зависимость отклоняющей силы от гибкости стабилизирующей КНБК на основе турбобуров 3ТСШ-195, 3ТСШ-172, ТПС-172 и А6Ш-164. КНБК расположена в стволе скважины диаметром 215.9 мм с отрицательной интенсивностью 1°/100м.

7.7.2.4. КНБК на основе комбинированного турбобура

Как было показано выше, КНБК на базе турбобуров диаметром 172 мм и менее не имеют существенных преимуществ по сравнению с типовыми турбобурами диаметром 195 мм в части надежности СЗУ, но у них несколько лучшие показатели устойчивости на проектной траектории бурения. Увеличение зазора между корпусом турбобура и стволом скважины позволяет значительно уменьшить гидравлическое воздействие потока промывочной жидкости на стенку скважины в месте размещения центратора, а также снизить нагрузку на центратор, что способствует повышению устойчивости КНБК на проектной траектории.

Известно, что уменьшение диаметра турбобура существенно снижает его энергетические показатели. Сохранение энергетических характеристик турбобура может быть решено конструктивным путем за счет использования комбинированной схемы турбобура диаметром 195 мм, у которого нижняя секция имеет меньший диаметр, например, 172 мм. При этом показатели устойчивости и надёжности комбинированного турбобура будут близки к аналогичным показателям турбобура, диаметр которого равен диаметру нижней секции комбинированного турбобура. Снизится скорость потока промывочной жидкости в кольцевом зазоре между стенкой скважины и нижней секции турбобура меньшего диаметра. При этом уменьшится темп разрушения стенки ствола скважины непосредственно за долотом и в месте расположения центратора. Уменьшится и гибкость КНБК, что будет способствовать снижению темпа искривления ствола скважины при действии на долото возмущающих сил.

Вопрос, на который надо ответить при проектировании КНБК на базе комбинированного турбобура, формулируется следующим образом - какую длину должна иметь секция уменьшенного диаметра и где установить центратор, чтобы оптимальная стабилизирующая КНБК решала поставленные задачи?

Стабилизирующая КНБК с одним центратором на основе комбинированного турбобура включает основные секции диаметром 195 мм, и нижнюю секцию, диаметр которой равен 172 мм. Анализу на надёжность работы и устойчивость были подвергнуты два варианта данной КНБК. Отличие заключается в длине части секции турбобура уменьшенного диаметра, расположенной над центратором. В варианте КНБК № 1 длина этой части равна 6 м, в варианте № 2 – 2 м. Диаметр долота, как и во всех остальных случаях, равен 215.9 мм.

В табл. 7.10 приведены размеры КНБК, соответствующие принятому критерию оптимизации – равенство нулю отклоняющей силы на долоте. Назначение КНБК – стабилизация зенитного угла ствола скважины, величина которого равна 20°.

ТАБЛИЦА 7.10
ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КНБК НА ОСНОВЕ КОМБИНИРОВАННОГО ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 172*195 ММ С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм	Расстояние от центратора до основной секции турбобура, м
1	2.0	208.5	6
2	2.0	208.5	2

В табл. 7.11 приведены результаты расчета показателей надёжности и устойчивости двух вариантов стабилизирующей КНБК с размерами по табл. 7.10.

ТАБЛИЦА 7.11

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ КОМБИНИРОВАННОГО ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 172*195 ММ С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Номер варианта КНБК	Показатель надежности стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины кг/мм	Показатель устойчивости у к уменьшению диаметра центратора, кг/мм	Минимальный диаметр нижнего центратора, мм
1	-0.8	-30	-45	207
2	-1.3	-31	-40	205

Данные табл. 7.11 дают основание сделать вывод о том, что, во-первых, показатели надёжности и устойчивости КНБК близки к аналогичным показателям турбобура диаметром 172 мм, а, во-вторых, данные показатели практически не зависят от длины секции уменьшенного диаметра, расположенной над центратором в пределах установленного диапазона от 2 до 6 м. При этом опорная реакция на центраторе равна 150 кГ, что в несколько раз меньше чем у КНБК на базе турбобура 3ТСШ-195. В тоже время способность к восстановлению траектории бурения у комбинированного турбобура несколько выше в сравнении с турбобуром 3ТСШ-172.

Таким образом, выбор диаметра турбобура как основы стабилизирующей КНБК с одним центратором является задачей на оптимум, при решении которой необходимо учитывать показатели надёжности СЗУ и устойчивости к влиянию дестабилизирующих факторов, а также жёсткость самой КНБК.

7.7.2.5. Стабилизирующих КНБК с центратором на валу турбобура

Одним из способов решения проблем конструирования КНБК на базе турбобура диаметром 195 мм является перенос направляющей секции КНБК на вал турбобура. При этом на валу турбобура устанавливается отрезок УБТ с опорно-центрирующими элементами. На рис. 7.26 представлена схема КНБК расположенной на валу турбобура 3ТСШ-195.

Длина направляющей секции равна 2 м, а диаметр центратора равен 208.5 мм при условии стабилизации зенитного угла равного 20°.

Расчетные параметры надёжности и устойчивости КНБК при указанных размерах приведены в табл. 7.12.

ТАБЛИЦА 7.12

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ НА ВАЛУ ТУРБОБУРА ДИАМЕТРОМ 195 ММ С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Показатель надёжности стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, кг/мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центратора, кг/мм
-1.7	-35	-42

Рассчитанные показатели надёжности и устойчивости (табл. 7.12) соответствуют аналогичным параметрам стабилизирующей КНБК с одним центратором на основе турбобура 3ТСШ-172 с длиной направляющей секции 2 м. При этом опорная реакция на центраторе в два раза меньше опорной реакции на центраторе стабилизирующей КНБК на базе турбобура 3ТСШ-195.

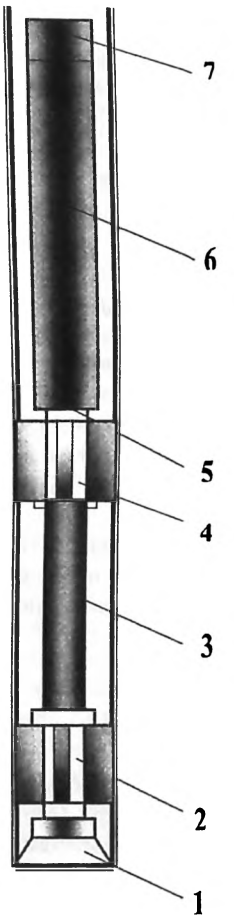


Рис. 7.26. Схема КНБК с одним центратором на валу турбобура. 1 - долото; 2 - наддолотный калибратор; 3 - УБТ-146 расчётной длины; 4 – калибратор (центратор); 5 – вал турбобура; 6 – шпиндель турбобура; 7 – нижняя секция турбобура.

Данная схема легко реализуется в промысловых условиях. На её основе путем изменения длины УБТ-146 и диаметра центратора можно создавать КНБК для мало интенсивного искривления ствола. Исключаются все проблемы, связанные с размещением центратора на корпусе турбобура, который перекрывает значительную часть кольцевого зазора между корпусом турбобура и стенкой ствола, создавая при этом значительные местные гидравлические сопротивления.

Кроме решения задач направленного бурения маховая масса на валу турбобура положительно сказывается на работе долота за счет стабильной частоты вращения как при запуске турбобура на забое, так и в процессе разбуривания перемежающихся по плотности и моментоемкости пластов горной породы. Данный эффект установлен при проведении промысловых испытаний турбобуров с маховой массой на валу при бурении скважин в различных регионах, в том числе и в Западной Сибири.

7.7.2.6. Стабилизирующие КНБК с двумя центраторами на основе турбобура диаметром 172 мм

Основными задачами, которые должна решить многоцентраторная вообще и двухцентраторная схема в частности являются: существенное повышение показателя надёжности работы КНБК и получение минимальных отрицательных значений показателей устойчивости КНБК к дестабилизирующим факторам, основными из которых являются гидроэрозия ствола скважины, износ и внедрение опорных элементов центратора в стенку скважины. Для решения некоторых технологических задач возможно получение положительных значений показателей устойчивости.

Использование в многоцентраторных КНБК более гибких турбобуров, чем турбобур типа 3ТСШ-195, позволит реализовать все потенциальные возможности двухцентраторной схемы компанования низа бурильной колонны при решении технологических задач.

В табл. 7.13 представлены размеры оптимальных КНБК с двумя центраторами на базе турбобура 3ТСШ-172 с долотом диаметром 215.9 мм, предназначенные для стабилизации зенитного угла 20°.

Для каждого из указанных в табл. 7.13 вариантов КНБК рассчитаны показатели надёжности и устойчивости. Результаты расчетов представлены в табл. 7.14.

Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центратора рассчитан при условии равномерного изнашивания нижнего и верхнего центраторов. Анализ опорных реакций на центраторах при различной величине их изнашивания показывает, что ве-

личина опорной реакции на нижнем центраторе в 2-2.5 раза меньше, чем на верхнем центраторе. Поэтому можно предположить, что при одинаковой конструкции центраторов темп изнашивания верхнего центратора будет выше в два раза. В соответствии с поставленным условием был рассчитаны показатели надёжности и устойчивости для каждого из вариантов КНБК (табл. 7.15).

Сравнение соответствующих параметров табл. 7.14 и 7.15 позволяет установить важное преимущество КНБК с двумя центраторами, заключающееся в существенном повышении показателя устойчивости при изнашивании нижнего центратора в случае повышенного темпа износа верхнего центратора. При этом показатели надёжности и устойчивости для двух анализируемых вариантов существенно не отличаются.

ТАБЛИЦА 7.13
ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ КНБК С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРАМИ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА 3ТСШ-172 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм
1	2.5	213.0	4	203.3
2	2.5	213.9	6	201.8
3	2.5	213.9	8	202.8
4	2.5	213.9	10	211.1

ТАБЛИЦА 7.14
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА 3ТСШ-172 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Номер варианта КНБК	Показатель надёжности стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, кг/мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центраторов, кг/мм	Минимальный диаметр нижнего центратора, мм
1	+2.43	-22	-21	210
2	+1.27	-16	-14	207
3	-0.53	-12	-11	201
4	-3.03	-9.5	-7	195

На рис. 7.27 представлена зависимость показателя надёжности СЗУ от длины верхней секции КНБК. График построен на основании данных табл. 7.15. При длине верхней секции равной 7.5 м показатель надёжности СЗУ равен нулю. Это означает, что КНБК с длиной верхней секции 7.5 м и имеющая длину направляющей секции 2.5 м может быть использована для любого зенитного угла ствола скважины в диапазоне исследования от 10° до 40°, поскольку при изменении зенитного угла на долоте сохраняется принятый критерий оптимизации. Целесообразно для стабилизации расчетного угла наклона ствола скважины (20°) использовать КНБК с длиной менее 7.5 м, но больше чем 4 м, так как при такой длине небольшой допуск на износ нижнего центратора – 3 мм по диаметру и высокие показатели устойчивости.

ТАБЛИЦА 7.15
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ КНБК С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА 3ТСШ-172 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

Номер варианта КНБК	Показатель надёжности Стабилизации зенитного угла, кг/град.	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, кг/мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центраторов, кг/мм
1	+2.36	-22	-1
2	+1.2	-17	-2
3	-0.57	-14	-3
4	-3.07	-11	-2

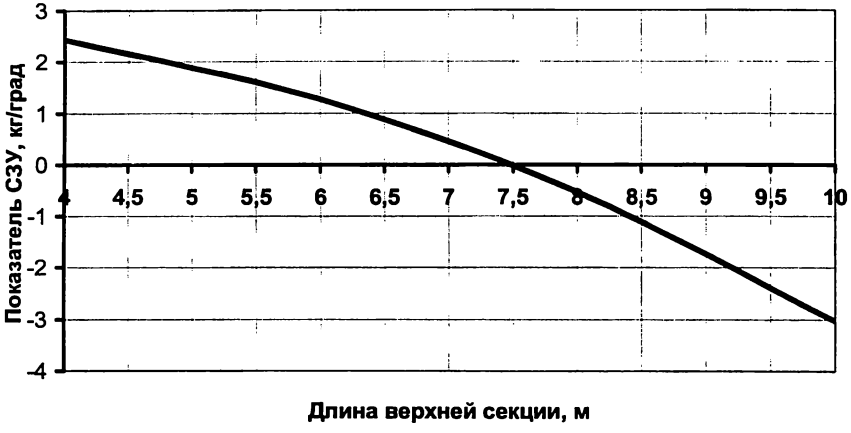


Рис. 7.27. Зависимость показателя надёжности стабилизации зенитного угла от длины верхней секции КНБК на основе турбобура 3ТСШ-172 с долотом диаметром 215.9 мм. Длина направляющей секции равна 2.5 м. Расчетный угол стабилизации ствола скважины 20°. Осевая нагрузка на долото 12 тонн.

Нежелательно применение рассматриваемой КНБК с длиной верхней секции более 12 м, поскольку сочетание диаметров нижнего и верхнего центраторов для выполнения условий оптимизации на долоте трудно реализовать для условий турбинного способа бурения. При длине верхней секции, превышающей 13 м, оптимальных решений для длины направляющей секции 2.5 м не существует. Заметим, что для КНБК на основе турбобура 3ТСШ-195 с длиной также равной 2.5 м область поиска оптимальных решений ограничена длиной верхней секции равной 11 м.

7.7.2.7. КНБК с наддолотным калибратором

Все приведенные выше результаты правомерны для КНБК без наддолотного калибратора, который при анализе работы КНБК не учитывался.

В практике бурения во многих случаях над долотом устанавливают особый породоразрушающий инструмент – калибратор, который необходим для формирования ствола

скважины номинального диаметра, стабильной работы долота и предупреждения локальных искривлений ствола скважины.

На этапе опытно-промышленного применения технологии стабилизации над долотом устанавливался калибратор-расширитель типа К-214 для долот диаметром 214 мм и типа МК-215.9 для долот диаметром 215.9 мм. Длина лопастей указанных калибраторов была меньше диаметра применяемого долота и находилась в диапазоне 150-180 мм. В дальнейшем калибраторы-расширители типа К и МК заменили калибраторы типа КП и КС с лопастями, выполненными за одно целое с корпусом, у которых длина лопастей в 1.5 - 2.0 раз превышала диаметр долота. При этом верхний торец такого калибратора в составе КНБК находился на расстоянии 700-900 мм от рабочей поверхности долота. На данном расстоянии от долота упругая ось направляющей секции длиной 1.5 м и 2.5 м КНБК с одним центратором, например, на основе турбобура ТПС-172 смещена от оси скважины на 3.7 мм и 2.6 мм соответственно. Для сравнения, у стабилизирующей одноцентраторной КНБК (турбобур ТПС-172), оптимизированной по критерию с двумя условиями на долоте, упругая ось на расстоянии 1 м от долота смещена от оси скважины всего на 0.004 мм.

Таким образом, реальный радиальный зазор между калибратором и стенкой ствола при его номинальном диаметре существенно меньше смещения оси упругой секции КНБК от оси скважины в месте его установки. Поэтому такой калибратор является дополнительной опорой, обладающей особыми свойствами, которые необходимо учитывать при конструировании КНБК.

В целях определения степени влияния на работу КНБК наддолотного калибратора, имеющего стандартные размеры в соответствии с ОСТ 39-078-79, рассмотрим одноцентраторную КНБК с оптимальными размерами на базе турбобура ТПС-172 с долотом диаметром 215.9 мм.

В табл. 7.16 приведены результаты расчета оптимальных вариантов КНБК, включающей наддолотный калибратор типа КП (КС) номинального диаметра, при условии, что стенка скважины абсолютно жёсткая.

ТАБЛИЦА 7.16
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СИЛ ДЕЙСТВУЮЩИХ НА КНБК НА БАЗЕ ТУРБОБУРА ТПС-172 В ПРЯМОЛИНЕЙНОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ С ЗЕНИТНЫМ УГЛОМ 20°

Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм	Отклоняющая сила на долоте, кг	Опорные реакции, кг		
			на калибраторе		на центраторе
			нижний торец	верхний торец	
1.5	203.5	179	-1784	2242	не касается
2.5	198.8	179	-1784	2242	не касается

Калибратор номинального диаметра образует с долотом жесткую заделку. При этом опорные реакции по его торцам достигают значительной величины, что приводит к высоким контактным давлениям и интенсивному разрушению стенки ствола скважины сразу же за долотом. Фрезерование прекратиться при некоторой величине внедрения рабочих элементов калибратора в стенку ствола, при которой удельное контактное давление на горную породу будет ниже предела прочности горной породы. Следует также ожидать, что интенсивность искривления ствола скважины при равном удельном давлении для КНБК первого и второго варианта будет одинаковой. Например, для условий бурения, характерных для Западной Сибири, в случае использования наддолотного калибратора типа КП расчётная интенсивность искривления ствола скважины при использовании

КНБК (с размерами по первому и второму варианту, см. табл. 7.13) будет находиться в диапазоне 2.5-3.4°/100м. При этом диаметр наддолотного калибратора должен быть равен 211.8 мм. При длине направляющей секции 3.5 м диаметр калибратора, при котором не будет происходить разрушение стенки скважины должен быть 213.2 мм, а расчётная кривизна ствола скважины составит 4°/100м. В приведенных выше рассуждениях предполагалось, что площадь контакта рабочих элементов (лопастей) калибратора после начального внедрения в стенку ствола скважины не изменяется. На самом деле при углублении скважины происходит изнашивание лопастей, изменяется форма поперечного и продольного сечения скважины, меняется состав разбуриваемых горных пород. Под воздействием указанных факторов существенно изменяется величина внедрения калибратора в стенку скважины, а поскольку данный элемент КНБК расположен непосредственно над долотом, то его влияние на отклоняющую силу становится определяющим. Причем характер влияния калибратора, в том случае если он не вписывается в составе КНБК в ствол скважины, не поддается расчёту, поскольку степень влияния на его несущую способность каждого фактора неизвестно. Таким образом, наддолотный калибратор в составе КНБК является особой опорой с переменной контактной поверхностью. Данные свойства калибратора проявляются в том случае, когда его габариты не вписываются в ствол скважины. При этом установка наддолотного калибратора может изменять не только расчетную интенсивность искривления, но и показатель назначения КНБК.

Рассмотрим оптимальные стабилизирующие КНБК с одним центратором на базе турбобура 3ТСШ-195, жёсткость на изгиб которого почти в два раза превышает аналогичный параметр турбобура ТПС-172. Оптимальные варианты размеров КНБК приведены в табл. 7.17.

Вариант № 4 (табл. 7.17) размеров КНБК соответствует критерию оптимизации с двумя условиями на долоте: равенство нулю отклоняющей силы и угла перекоса долота.

ТАБЛИЦА 7.17
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА СИЛ ДЕЙСТВУЮЩИХ НА КНБК НА БАЗЕ ТУРБОБУРА 3ТСШ-195 В ПРЯМОЛИНЕЙНОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ С ЗЕНИТНЫМ УГЛОМ 20°

№	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм	Отклоняющая сила на долоте, кг	Опорные реакции, кг		
				на калибраторе		на центраторе
				нижний торец	верхний торец	
1	1.5	210.0	1321	0	1700	0
2	2.5	208.2	1321	0	1700	0
3	3.5	208.4	1321	0	1700	0
4	4.8	213.5	2	0	0	544

Величина отклоняющей силы на долоте и опорных реакций КНБК рассчитаны для калибратора имеющего отрицательный допуск по диаметру в соответствии с ОСТ.

Как следует из данных приведенных в табл. 7.17 долото и калибратор (верхний торец) в КНБК по вариантам № 1, 2, 3 образуют защемление КНБК на забое. Поскольку долото и калибратор являются породоразрушающими инструментами, то в процессе бурения будет происходить интенсивное фрезерование боковой поверхностью долота и верхним торцем калибратора стенки ствола скважины. Так как скорость фрезерования горной породы долотом существенно выше, что обеспечивается его конструкцией, то нижняя

часть КНБК по отношению к начальному положению будет поворачиваться вокруг точки, являющейся центром контакта верхнего торца калибратора со стенкой скважины. Равновесное положение наступит после того, как удельное контактное давление лопастей калибратора будет ниже предела прочности горной породы. Для вариантов КНБК № 1 и № 2 (табл. 7.17) после внедрения лопастей калибратора в стенку скважины на 1.0-1.5 мм величина опорной реакции на калибраторе снизится до 250 кГ, что недостаточно для разрушения даже мягкой горной породы. При этом КНБК помещенные в прямолинейный ствол будут увеличивать зенитный угол до образования радиуса 8000 м.

Что же касается КНБК по варианту № 4, то включение полноразмерного калибратора не изменяет её функциональное назначение.

7.7.2.8. Влияния шлама в скважине на работу КНБК

Реализация критерия оптимизации на долоте обеспечивается за счет баланса изгибающих моментов на нижнем центраторе, действующих со стороны направляющей секции и со стороны расположенной выше остальной части КНБК до точки касания турбобуром стенки ствола скважины.

На рис. 7.28 представлены графики упругой оси оптимальной КНБК с одним центратором на базе турбобура 3ТСШ-195 с долотом диаметром 215.9 мм. Упругая ось рассчитана для КНБК с длиной направляющей секции 1 м (одно условие оптимизации) и 4.9 м (два условия оптимизации). Из рис. 7.28 следует, что расстояние от центратора до точки касания корпусом турбобура стенки скважины у оптимальной КНБК с одним условием оптимизации составляет 7.6 м, а у оптимальной КНБК с двумя критериями оптимизации – 9.5 м.

При этом у последней КНБК форма упругой оси со стороны точки касания более пологая. Например, если расчёт расстояния производить от точки касания, то для КНБК с двумя условиями оптимизации радиальный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины свыше 1 мм будет на расстоянии 3.3 м, а для КНБК с двумя условиями опти-

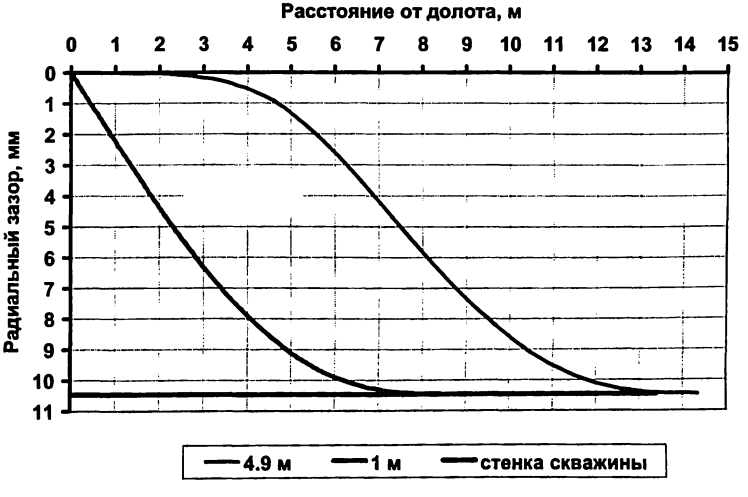


Рис. 7.28. Упругая ось оптимальной КНБК с одним центратором на основе турбобура 3ТСШ-195 с долотом диаметром 215,9 мм с длиной направляющей секции 4.9 м и 1 м.

мизации – 2.1 м. Таким образом, при наличии в скважине слоя шлама толщиной 1 мм активная длина КНБК уменьшится для анализируемых КНБК с оптимальными размерами на 3.3 м и 2.1 м соответственно.

Слой шлама является особой, дополнительной линейной опорой корпуса турбобура, которая не предусмотрена расчетной схемой. За счёт слоя шлама между корпусом турбобура и стенкой ствола скважины уменьшается расстояние от верхнего центратора до точки контакта корпуса турбобура с нижней стенкой ствола скважины. При этом снижается величина изгибающего момента, действующего на направляющую часть КНБК со стороны верхней секции и бурильной колонны, что приводит к нарушению условий оптимизации на долоте.

В табл. 7.18 представлены результаты расчёта максимальной величины отклоняющей силы на долоте оптимальной КНБК с одним центратором на базе турбобура 3ТСШ-195 при опоре его корпуса на слой шлама.

Из табл. 7.18 следует, что при наличии шлама на нижней стенке ствола скважины у всех вариантов КНБК отклоняющая сила направлена в сторону уменьшения зенитного угла. Таким образом, при бурении в условиях недостаточной очистки ствола скважины от шлама при любых вариантах оптимальных размеров КНБК с одним центратором будет искривлять ствол с уменьшением зенитного угла.

Анализ работы двухцентраторной КНБК с оптимальными размерами в условиях интенсивного накопления шлама в нижнем сечении наклонного ствола скважины показывает, что влияние шламовой подушки диаметрально противоположно описанному механизму искривления ствола при бурении КНБК с одним центратором.

ТАБЛИЦА 7.18
МАКСИМАЛЬНАЯ ВЕЛИЧИНА ОТКЛОНЯЮЩЕЙ СИЛЫ НА ДОЛОТЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КНБК С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА 3 ТСШ-195 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Оптимальные размеры КНБК		Максимальная отклоняющая сила, кг
	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм	
1	1	211.5	-196
2	2	209.0	-194
3	3	208.0	-155
4	4	209.5	-108
5	5	214.1	-75

Как следует из табл. 7.19, в случае наличия в стволе скважины шламовой подушки за счет отклоняющей силы на долоте ствол скважины будет искривляться с увеличением зенитного угла.

Таким образом, на основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. В реальной скважине условия применения КНБК могут существенно отличаться от условий, заданных расчетной схемой.

2. Система показателей надёжности стабилизации зенитного угла и устойчивости КНБК на проектной траектории позволяют выбрать расчетный вариант оптимальных размеров КНБК, соответствующий горно-геологическим условиям проводки конкретной скважины.

3. Проблема проводки прямолинейного интервала профиля ствола скважины в условиях Западной Сибири и аналогичных по геологическим условиях регионах является

технологической задачей, в рамках которой должны быть решены следующие вопросы:

- выбор рациональной схемы КНБК;
- минимизация гидроэрозии стенки скважины путем снижения скорости восходящего потока промывочной жидкости;
- минимизация изнашивания центраторов за счет совершенствования конструкции и применения новых износостойких материалов;
- нейтрализация возмущающей силы на долоте путем постоянного контактного взаимодействия наддолотного калибратора со стволом скважины.

ТАБЛИЦА 7.19
МАКСИМАЛЬНАЯ ОТКЛОНЯЮЩАЯ СИЛА ДЛЯ КНБК С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРАМИ НА ОСНОВЕ ТУРБОБУРА 3 ТСШ-195 С ДОЛОТОМ ДИАМЕТРОМ 215.9 ММ

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм	Максимальная отклоняющая, кг
1	1.0	214.8	8.5	212	175
2	1.5	214.6	8.5	212	112
3	2.0	214.7	8.5	212	79
4	2.5	215.3	8.5	212	63

4. Для оснащения искривляющих и стабилизирующих КНБК, оптимизированных по критерию равенство нулю отклоняющей силы, в некоторых случаях целесообразно применение неполноразмерных калибраторов с рабочей поверхностью, имеющей обратную конусность или калибраторы-расширители с рабочей поверхностью, диаметр которой превышает диаметр долота.

5. Включение в состав КНБК второго центратора или оптимизация размеров КНБК по двум условиям на долоте позволит существенно уменьшить или исключить вообще влияние калибратора на работу КНБК.

6. Улучшение очистки ствола скважины от шлама, особенно в интервале расположения верхней активной части КНБК, повысит устойчивость стабилизирующей КНБК на проектной траектории.

7.8. Расчет отклоняющей КНБК

7.8.1. Расчет забойного двигателя-отклонителя

Целью расчета является определение линейных и жесткостных параметров секций отклоняющей КНБК на основе забойного двигателя-отклонителя для реализации запланированной траектории бурения в виде дуги окружности.

Отклоняющая КНБК включает в себя следующие элементы:

- долото;
- калибратор;
- забойный двигатель-отклонитель;
- телеметрическую систему;

- УБТ (утяжеленные бурильные трубы);
- диамагнитные УБТ;
- опорно-центрирующие элементы (центраторы, стабилизаторы, децентраторы);
- отклоняющие элементы.

Под конструкцией отклоняющей КНБК следует понимать: типоразмер долота, забойного двигателя, телеметрической системы, диаметр УБТ и их общую длину, диаметр и место установки опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ), а также другие элементы технологической оснастки бурильной колонны (шарниры, децентраторы, искривленные переводники).

Забойные двигатели–отклонители изготовляются на базе турбобура, винтового забойного двигателя и электробура. В настоящее время наибольшее применение для бурения наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов нашли гидравлические винтовые забойные двигатели. На рис. 7.29 представлены основные конструктивные схемы отклоняющих КНБК на основе гидравлического винтового забойного двигателя-отклонителя.

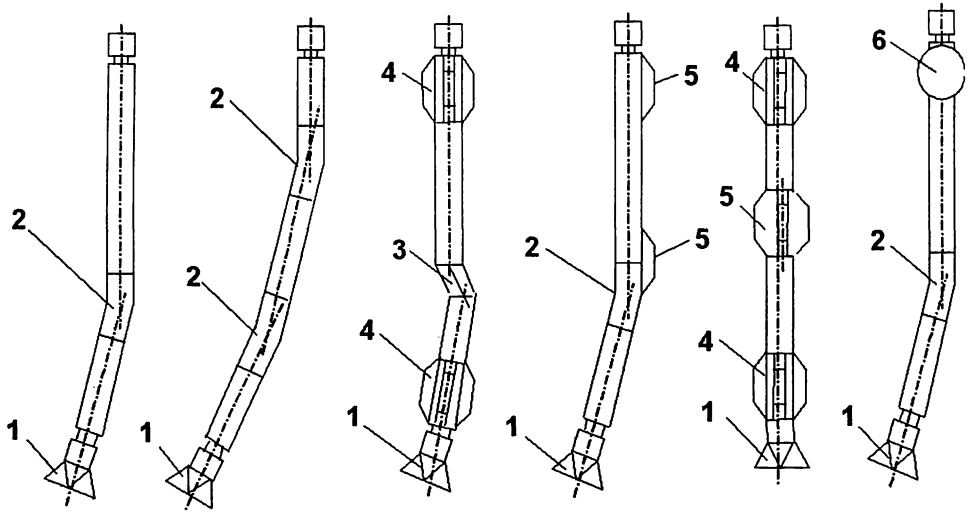


Рис. 7.29. Основные конструктивные схемы винтового забойного двигателя-отклонителя. а – один искривленный переводник; б – два искривленных переводника; в - двойной изгиб корпуса шпинделя, два центратора; г – один искривленный переводник, два децентратора; д – два центратора и один децентратор; е – один искривленный переводник и шарнир. 1 – долото; 2 – искривленный переводник; 3 – шпиндель с двойным изгибом корпуса; 4 – центратор; 5 – децентратор; 6 - шарнир

Геометрические, конструктивные и энергетические параметры забойного двигателя должны соответствовать требованиям технологического процесса и сопрягаться с техническими характеристиками устройств, образующих технологический комплекс.

1. Искривлять ствол скважины по среднему и большому радиусам кривизны.

2. Секции забойного двигателя-отклонителя должны вписываться в искривленный ствол скважины без деформации.

3. Проходить по обсадной колонне под собственным весом.

4. Обеспечивать эффективное разрушение горной породы при бурении долотами различного типа.

При выборе диаметра забойного двигателя-отклонителя целесообразно придерживаться общепринятых в мировой практике бурения на нефть и газ соотношений диаметров долота (D) и забойного двигателя (d):

- для обычных условий бурения - $d \leq 0.9*D$;
- для осложненных условий бурения - $d \leq 0.7*D$.

Последнее соотношение может быть использовано при выборе диаметра забойного двигателя-отклонителя для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов по среднему радиусу кривизны.

Расчетная схема отклоняющей КНБК разработана с учетом указанных выше условий при следующих допущениях (рис. 7.30):

- форма изгиба оси КНБК плоская;
- ось ствола скважины прямолинейная или дуга окружности;
- КНБК нагружена продольными и поперечными распределенными и сосредоточенными силами;
- долото является шарнирной опорой, а остальные опоры - точечными;
- КНБК включает не более трех опор вместе с долотом;

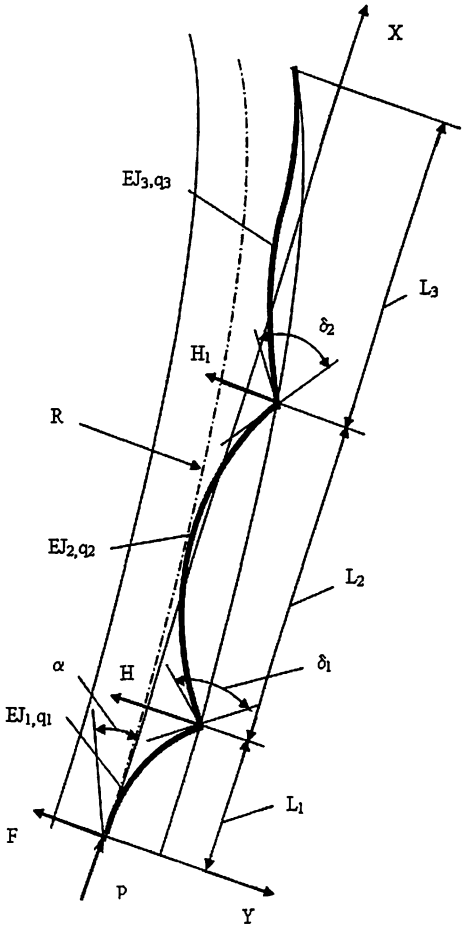


Рис. 7.30. Расчетная схема отклоняющей КНБК

- опоры могут быть выполнены в виде центратора, децентратора, искривленного переводника;
- искривленный переводник может быть выполнен со смещенными осями;
- долото имеет возможность смещения в радиальном направлении;
- каждая секция КНБК имеет различную жесткость на изгиб, диаметр и вес единицы длины.

Особенности расчетной схемы отклоняющей КНБК, отличающие ее от расчетной схемы КНБК с центраторами, учитываются граничными условиями.

В соответствии с расчетной схемой уравнение перерезывающих сил, действующих на отклоняющую КНБК, для каждой его секции в безразмерной форме имеет вид:

- секция L_1

$$y_1''' + y_1' (p - x) - x + f = 0 \qquad (7.39)$$

- секция L_2

$$a\,y_2''' + y_2'\,(p - t\,x) - t\,x + h - 1\,(y_2' + 1)\,(1 - t) = 0 \qquad (7.40)$$

- секция L_3

$$b\,y''' + y_3'\,(p - j\,x) - j\,x + h_1 - l\,(y_3' + 1)\,(1 - t) - l_1\,(y_3' + 1)\cdot(t - j) = 0 \qquad (7.41)$$

Дифференциальные уравнения (7.39 - 7.41) третьего порядка обезразмерены по параметрам EI_1 и q_1 первой секции (от долота) по формулам:

$$x = \frac{X}{m};\quad y = \frac{Y}{m\cdot \mathrm{tg}\alpha};\quad y' = \frac{Y'}{\mathrm{tg}\alpha};$$

$$y'' = \frac{m\cdot Y''}{\mathrm{tg}\alpha};\quad y''' = \frac{m^2\cdot Y'''}{\mathrm{tg}\alpha};\ p = \frac{P}{m\cdot q_1\cdot \cos\alpha};$$

$$h = \frac{H}{m\cdot q_1\cdot \sin\alpha};\quad f = \frac{F}{m\cdot q_1\cdot \sin\alpha};\quad m = \sqrt[3]{\frac{EJ_1}{q_1\cos\alpha}};$$

$$a^3 = \frac{E\cdot J_2}{E\cdot J_1};\quad b^3 = \frac{E\cdot J_3}{E\cdot J_1};\ t^3 = \frac{q_2}{q_1};k^3 = \frac{q_3}{q_1}$$

где EJ_1 - жесткость на изгиб первой (направляющей) секции отклоняющей КНБК, кН·м^2;
P - осевая нагрузка на долото, кН;
q_1 -- вес единицы длины первой секции отклоняющей КНБК с учетом плотности промывочной жидкости, кН/м;
$f_1 = f + h$;
$f_2 = f_1 + h_1$;
α - зенитный угол ствола скважины, град.;
F, H, H_1 – отклоняющая сила на долоте и поперечные реакции на опорах, кН;
x, y, y', y'', y''', p, h, h_1, f - безразмерные аналоги параметров X, Y, Y', Y'', Y''', P, H, H_1, F соответственно.

В соответствии с расчетной схемой и видом опорных элементов условия сопряжения участков отклоняющей КНБК в безразмерном виде могут быть записаны следующим образом:

- в точке $x = 0$:

$y_1 = t$

$y_1'' = 0$

- на первой опоре:

$y_1 = y_2 + z_1$ - при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины;

$y_1 = y_2 + z_1 = d_1 - S\,[r - \sqrt{r^2 - l_1^2}\,]$ - при касании опорным элементом стенки ствола скважины;

$$y_1' = y_2' - \delta_1$$

$$y_1'' = y_2''\,a$$

- на второй опоре:

$y_2 = y_3 + z_2$ - при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины;

$y_2 = y_3 + z_2 = d_2 - S\left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2)^2}\right]$ - при касании опорным элементом стенки ствола скважины,

$$y_2' = y_3' + \delta_1$$

$$y_2'' = y_3'' \; b$$

- в точке касания секции отклоняющей КНБК или бурильных труб стенки ствола скважины:

$$y_3 = d_3 + S\left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2}\right]; \quad y_3' = \frac{S(l_1 + l_2 + l_3)}{\sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2}};$$

$$y_3'' = \frac{S \cdot r^2}{\sqrt{\left[r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2\right]^3}};$$

где d_1, d_2 - радиальный зазор между стенкой скважины и нижним и верхним опорами соответственно;

d_3 -- радиальный зазор между стенкой скважины и секцией отклоняющей КНБК соответственно;

r - радиус кривизны ствола скважины;

l_3 - расстояние от верхнего опорного элемента до точки касания секцией отклоняющей КНБК стенки ствола скважины;

l_1, l_2 - длина первой и второй секции отклоняющей КНБК соответственно;

s - идентификатор кривизны ствола скважины;

δ, δ_1 - угол перекоса осей искривленного нижнего и верхнего переводника соответственно;

z_1, z_2 - величина смещения осей секций отклоняющей КНБК относительно друг друга в поперечном направлении на первой и второй опорах соответственно;

t - смещение центра долота от оси скважины в поперечном направлении.

Если диаметры скважины и долота совпадают, то параметр t равен нулю.

В зависимости от формы оси скважины идентификатор s может принимать три значения -1, 1 и 0, которые соответствуют вогнутым, выпуклым и тангенциальным участкам проектного профиля скважины.

Параметры r и δ обезразмеривались по формулам:

$$r = \frac{R \cdot tg\alpha}{m_1}; \quad \delta = \frac{\Delta}{tg\alpha}.$$

Обезразмеривание параметров t, d_1, d_2, d_3, z_1 и z_2 производилось по формуле:

$$y = \frac{Y}{m \cdot tg\alpha}.$$

Метод решения дифференциальных уравнений (7.39, 7.40, 7.41) изложен выше, а также в работах [42, 44, 69].

В качестве критерия оптимизации размеров отклоняющей КНБК может быть принято условие равенства нулю отклоняющей силы на долоте. Условие равенства нулю отклоняющей силы на долоте позволит оптимизировать размеры отклоняющей КНБК с различной длиной направляющего участка и выбирать расчётный вариант, удовлетворяющий как конструктивным характеристикам забойного двигателя, так и условиям работы отклоняющей КНБК в скважине.

В качестве критерия при оптимизации геометрических размеров отклоняющей КНБК также может быть принято условие на долоте, в соответствии с которым отклоняющая сила и угол между осями долота и касательной к оси скважины равны нулю. При этом создаются наиболее благоприятные условия для работы долота, так как горная порода разрушается только в направлении его оси. Сформулированный критерий оптимизации может быть выражен следующими граничными условиями в т. x=0 (на долоте):

$$y_1 = 0; y_1' = 0; y_1'' = 0; y_1''' = 0. \tag{7.42}$$

Граничные условия (7.42) позволяют определить коэффициенты разложения функции для направляющей секции отклоняющей КНБК.

При этом такая функция имеет вид [69]:

$$y = \frac{x^4}{24} - \frac{p \cdot x^6}{720}. \tag{7.43}$$

Вторым членом выражения (7.43) можно пренебречь ввиду его малости. Таким образом, длина направляющей секции КНБК, при которой выполняются условия (7.42) в безразмерном виде может быть найдена из выражения:

$$l = \sqrt[4]{24 \cdot d_1} \tag{7.44}$$

В размерном виде длина направляющей секции КНБК рассчитывается по формуле:

$$L = \sqrt{-\frac{6 \cdot EJ}{R \cdot g \cdot \sin\alpha} + \sqrt{\frac{36 \cdot (EJ)^2}{(R \cdot g \cdot \sin\alpha)^2} + \frac{12 \cdot EJ \cdot (D_д - D_c)}{g \cdot \sin\alpha}}} \tag{7.45}$$

где D_C - диаметр направляющей секции, м;
$D_Д$ - диаметр долота, м.

Таким образом, для выполнения условий (7.42) необходимо, чтобы длина направляющей секции отклоняющей КНБК соответствовала выражению (7.45).

При решении системы уравнений (7.39, 7.40, 7.41) определяются значения отклоняющей силы на долоте, угла между осью долота и касательной к оси скважины, величина и направление реакции стенки ствола скважины на каждом опорном элементе, расстояние до точки касания, а также прогиб, угол поворота, изгибающий момент и перерезывающая сила в сечениях КНБК.

В зависимости от диаметра, кривизны, зенитного угла ствола скважины, параметров отклоняющей КНБК и осевой нагрузки на долото возможны различные варианты взаимодействия элементов КНБК со стволом скважины.

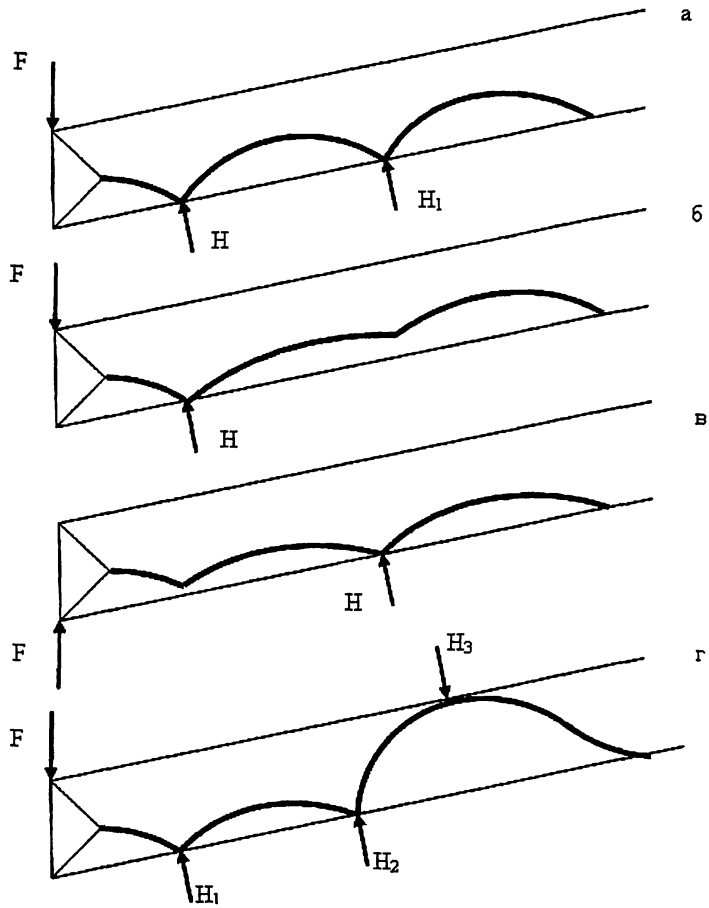


Рис. 7.31. Схемы взаимодействия отклоняющей КНБК со стволом скважины

Каждый вариант (рис. 7.31) представляет собой отдельную задачу, которая решается с использованием системы дифференциальных уравнений (7.39, 7.40, 7.41) и соответствующих конкретной схеме граничных условий. Сначала рассматривается основная схема (рис. 7.31*а*), в которой обе опоры расположены на нижней стенке ствола скважины. Если при этом направление реакций на опорах не соответствует расчетной схеме, то дальнейший поиск решения осуществляется по схеме (рис. 7.31*б*), в которой, верхняя опора не взаимодействует со стволом скважины. При отрицательном результате отклоняющая КНБК рассчитывается по схеме (рис. 7.32*в*), в которой нижняя опора не опирается на стенку ствола скважины. При проведении расчетов по всем схемам (рис. 7.31) производится проверка на выход первой секции отклоняющей КНБК за ствол скважины, а также появление дополнительной опоры при соприкосновении второй секции со стенкой ствола скважины. Зная значение функции, её вторых и третьих производных можно рассчитать изгибающий момент М и перерезывающую силу Q в каждом сечении отклоняющей КНБК по формулам:

$$M = EI\ Y''\ ;\ Q = EI\ Y'''$$

Сила ($F_{тр}$), необходимая для перемещения отклоняющей КНБК в открытом стволе скважины или в обсадной колонне, определяется из произведения суммы модулей всех поперечных опорных реакций на коэффициент (μ) трения:

$$F_{тр} = \mu \sum_{i=1}^{i=m} {}_i|P_i| . \qquad (7.46)$$

Как уже отмечалось, в качестве критерия может быть принято условие - равенство нулю отклоняющей силы, или условие, в соответствии с которым отклоняющая сила и угол между осями долота и касательной к оси скважины равны нулю. В последнем случае длина направляющего участка должна соответствовать выражению (7.45).

Для случая равенства нулю только отклоняющей силы на долоте поиск расчётного радиуса кривизны ствола скважины для отклоняющей КНБК с заданными размерами осуществляется следующим образом.

Производится расчет отклоняющей КНБК в прямолинейном стволе скважины и по направлению отклоняющей силы определяется знак кривизны ствола скважины. Затем расчет производится для ряда задаваемых значений радиуса кривизны ствола скважины до изменения направления отклоняющей силы на противоположное.

Так как зависимость отклоняющей силы от радиуса кривизны скважины близка к линейной, то, используя метод хорд, можно достаточно точно определить искомое значение радиуса (R), при котором отклоняющая сила равна нулю по формуле:

$$R = R_1 - \frac{F_1 \cdot (R_1 - R_2)}{F_2 - F_1} . \qquad (7.47)$$

На основе обобщенной методики расчета отклоняющей КНБК разработана программа для ЭВМ «Отклонитель» [70].

7.8.2. Расчет забойного двигателя-отклонителя с жёсткими секциями

В случае установки над забойным двигателем-отклонителем шарнира или гибкого звена отклоняющая КНБК приводится к жесткой схеме, и расчет допускается проводить по упрощенной методике, в которой деформация секций не учитываются. При этом параметры секций забойного двигателя-отклонителя должны соответствовать следующим условиям.

Длина каждой секции должна быть меньше длины (L_1) жесткого звена КНБК, которая определяется из выражения:

$$L_1 = \frac{4}{3} \cdot \sqrt[4]{\frac{(D-d) \cdot EJ}{g}} , \qquad (7.48)$$

где D, d - диаметр долота и секции забойного двигателя соответственно, м;
EJ – жесткость на изгиб секции забойного двигателя, кН*м^2;
g – поперечная составляющая веса единицы длины секции забойного двигателя, кН/м.

Максимальная длина ($L_{Ш}$) шпинделя с долотом, при которой обеспечивается его вписывание в искривленный ствол скважины с радиусом кривизны R, определяется по формуле:

$$L_{ш} = 2.4 \cdot \sqrt{R(D-d)}. \quad (7.49)$$

Рабочая секция забойного двигателя-отклонителя также должна вписываться в искривленный ствол скважины без деформации и ее длина (L_C) должна удовлетворять соотношению:

$$L_C \le 2.828 \cdot \sqrt{R \cdot (D-d)}. \quad (7.50)$$

Если по концам рабочей секции установлены центраторы, то максимальная длина секции, при которой она вписывается в искривленный ствол без деформации, определяется из выражения:

$$L_C = 2 \cdot \sqrt{R \cdot (2 \cdot D - D_{ц} - d)}, \quad (7.51)$$

где $D_{Ц}$ – диаметр центраторов, м.

Для выполнения условия равенства нулю угла между осью долота и касательной к оси скважины (угла прекоса долота в скважине) длина направляющей секции забойного двигателя-отклонителя должна соответствовать выражению:

$$L_3 = \sqrt{R \cdot (D-d)}. \quad (7.52)$$

Если длина направляющей секции забойного двигателя-отклонителя меньше величины рассчитанной по формуле (7.52), то долото в стволе скважины с радиусом кривизны R будет направлено в сторону искривления скважины, а при большей длине - в противоположную сторону.

Для бурения скважин по среднему радиусу кривизны целесообразно использовать забойный двигатель-отклонителя с длиной направляющей секции, при которой угол перекоса долота в скважине равен нулю или долото направлено в сторону её искривления, т. е. при длине меньше или равной L_3.

В соответствии с заданным радиусом кривизны скважины рассчитывается необходимый угол изгиба искривленного переводника по упрощенной формуле, при выводе которой деформации не учитываются:

$$\Delta = arcsin\left[\frac{L_1 + L_2}{2R}\right] + \beta, \quad (7.53)$$

где R - радиус кривизны ствола скважины, м;

L_1, L_2 - длина нижней и верхней секций забойного двигателя-отклонителя соответственно, м;

Δ - угол перекоса искривленного переводника, град.;

$$\beta = arctg\left[\frac{D-d}{2L_1}\right],$$

D, d - диаметр скважины и корпуса забойного двигателя-отклонителя соответственно, м.

7.8.3. Выбор гибкой секции КНБК

Рассмотрим отклоняющую КНБК, которая включает долото диаметром 215.9 мм, винтовой забойный двигатель-отклонитель (ВЗДО) диаметром 172 мм. Длина направляющей секции ВЗДО равна 2 м, а угол перекоса секций - 1°. На рис. 7.32 и рис. 7.33 представлены зависимости величины радиуса кривизны ствола скважины от зенитного угла для оптимальных размеров отклоняющей КНБК с разной длиной верхней секции ВЗДО. В качестве критерия оптимизации принималось условие равенства нулю отклоняющей силы на долоте. Из графиков на рис. 7.32 и 7.33 следует, что при размещении над ВЗДО бурильных труб диаметром 127 мм радиус кривизны ствола скважины практически не зависит от величины зенитного угла (при длине верхней секции ВЗДО до 6 м).

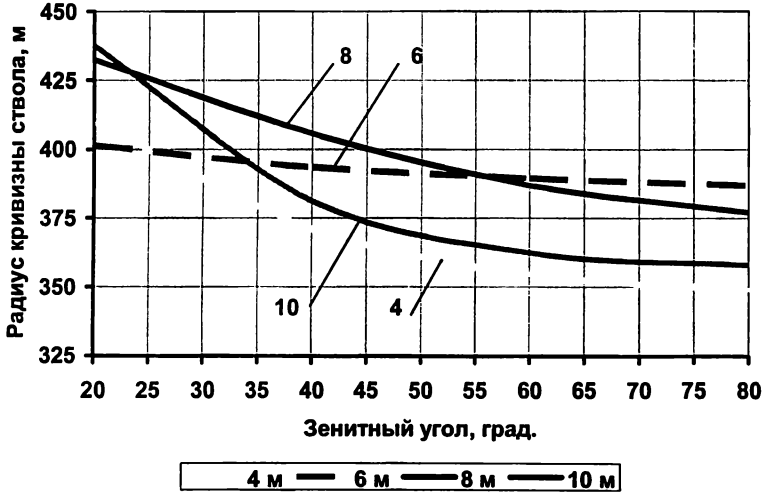


Рис. 7.32. Зависимость радиуса кривизны ствола скважины от зенитного угла для отклоняющей КНБК: долото диаметром 215.9 мм, ВЗДО-172 (длина направляющей секции 2 м, угол перекоса секций 1°), диамагнитные трубы диаметром 165 мм.

Кроме того, как и в случае размещения над ВЗДО обычных бурильных труб диаметром 127 мм, так и утолщенных диамагнитных труб диаметром 165 мм существует такая длина верхней секции ВЗДО (в данном случае 6 м), при которой независимо от типа бурильных труб радиус кривизны ствола скважины существенно не изменяется при увеличении зенитного угла, что позволит осуществлять бурение скважины по кривой, близкой к дуге окружности.

На рис. 7.34 представлены зависимости радиуса кривизны ствола скважины от длины верхней секции ВЗДО-172 с углом перекоса секций 1° для двух анализируемых кон-

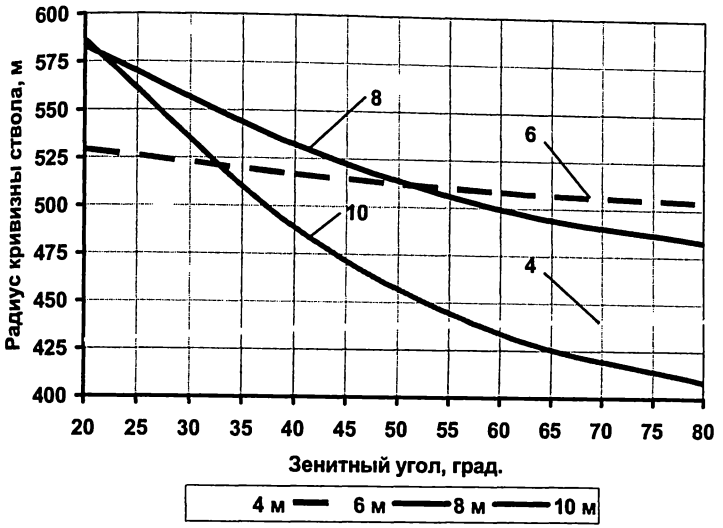


Рис. 7.33. Зависимость радиуса кривизны ствола скважины от зенитного угла для отклоняющей КНБК: долото диаметром 215.9 мм, ВЗДО-172 (длина направляющей секции 2 м, угол перекоса секций 1°), бурильные трубы диаметром 127 мм.

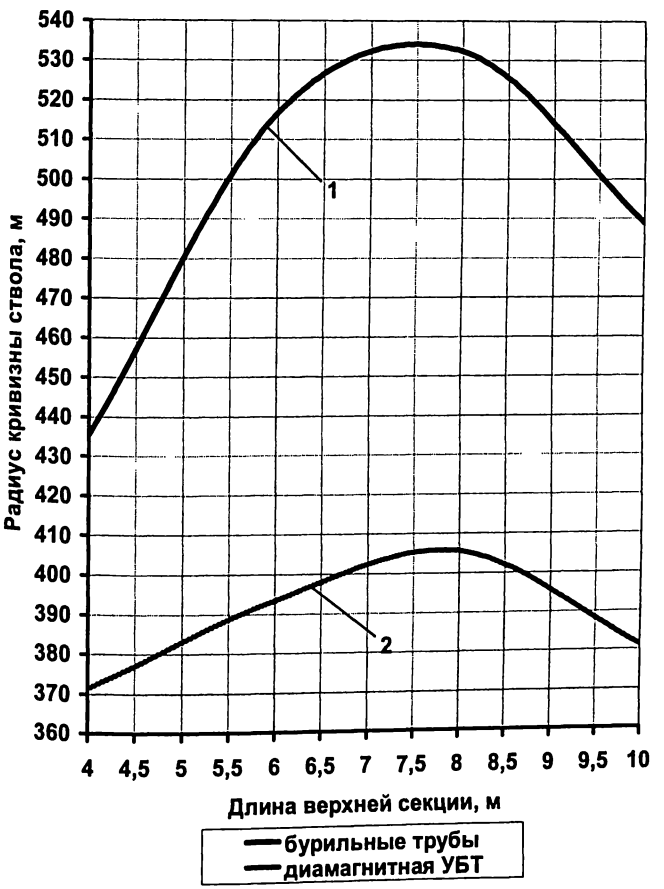


Рис. 7.34. Зависимость радиуса кривизны ствола скважины от длины верхней секции ВЗДО для КНБК, включающей долото диаметром 215.9 мм, ВЗДО-172 (длина направляющей секции 2 м, угол перекоса секций 1°), бурильные трубы диаметром 127 мм (1) или диамагнитные УБТ диаметром 165 мм (2)

струкций отклоняющей КНБК. Зависимости рассчитаны при величине зенитного угла ствола скважины, равного 40°. На основании данных графиков можно сделать вывод о том, что существует такая длина (для данного примера 7.5 м) верхней секции ВЗДО, при которой радиус кривизны имеет максимальное значение.

Таким образом, кривизна формируемого ствола скважины отклоняющей КНБК существенно зависит от жёсткости на изгиб труб нижней части бурильной колонны, а также от длины секции забойного двигателя над искривленным переводником. Известно, что бурение скважины по дуге окружности достигается в случае применения ВЗДО с жёсткими секциями. При этом должна обеспечиваться трёхточечная схема его взаимодействия со стволом скважины: долото - искривленный переводник – верхний переводник ВЗДО.

В практике направленного бурения в отклоняющей КНБК над ВЗДО располагают диамагнитные УБТ или телеметрическую систему, корпус которой обладает значительной жёсткостью на изгиб. Поэтому в зависимости от зенитного угла ствола скважины, осевой нагрузки на долото верхнее плечо отклоняющей КНБК, которое определяется точкой касания корпусом УБТ или телесистемы стенки ствола скважины, будет иметь различную длину, а, следовательно, ствол скважины может формироваться с переменным радиусом кривизны. Искривление ствола скважины с постоянной интенсивностью может быть обеспечено путём установки гибкого звена в отклоняющей КНБК непосредственно над ВЗДО.

Для определения характеристик гибкого звена рассмотрим отклоняющую КНБК, включающую долото диаметром 215.9 мм, гибкое звено, опорно-центрирующий элемент, нижнюю секцию бурильных труб. Диаметр опорно-центрирующего элемента и бурильных труб равен 215.9 мм и 178 мм соответственно.

В качестве гибкого звена приняты утолщенные бурильные трубы диаметром 165, 146, 108 и 95 мм. Характеристика гибкого звена из указанных бурильных труб приведена в табл. 7.20.

ТАБЛИЦА 7.20
ПАРАМЕТРЫ ГИБКОГО ЗВЕНА

Диаметр трубы, мм	Диаметр отверстия, мм	Радиус инерции, м	Жёсткость на изгиб, кН*м^2	Вес одного метра, кН/м
165	72	0.0449	7373	1.35
146	74	0.0409	4375	0.97
108	38	0.0286	1381	0.63
95	32	0.0251	830	0.49

Методика выбора жесткостных свойств гибкого звена заключается в следующем.

Для каждого типо-размера гибкого звена рассчитывался угол θ поворота сечения нижнего конца секции бурильной колонны в месте расположения опорно-центрирующего элемента. С увеличением длины гибкого звена угол θ увеличивается до некоторой максимальной величины, а затем уменьшается за счет момента от собственного веса гибкого звена. Полученные зависимости угла θ на опорно-центрирующем элементе от длины гибкого звена представлены на рис. 7.35.

Как уже отмечалось, гибкость (λ) характеризует способность бурильной трубы к деформации и определяется как частное от деления длины (L) бурильной трубы на радиус (I) инерции её сечения:

$$\lambda = \frac{L}{l} \tag{7.54}$$

В соответствии с (7.54) гибкость бурильной трубы прямо пропорциональна ее длине. Поэтому длина бурильной трубы, при которой угол поворота на опорно-центрирующем элементе максимальный, ограничивает область существования гибкого звена, обеспечивающего упругое взаимодействие между секциями КНБК, и является максимальной длиной гибкого звена для исследуемых труб (рис. 7.35).

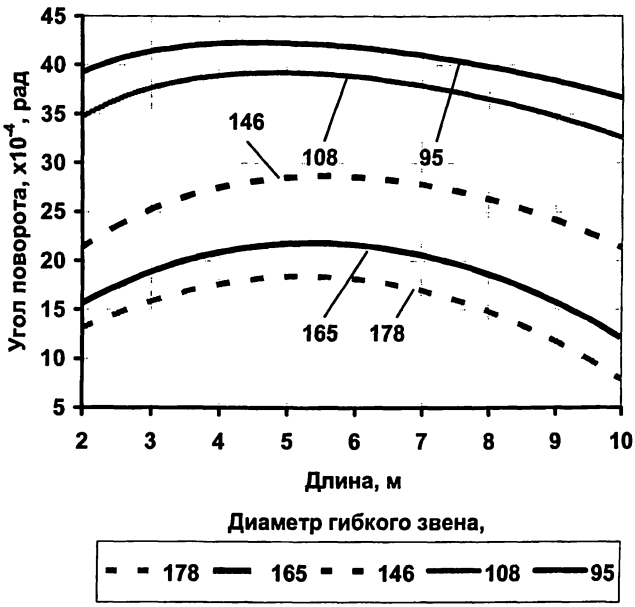


Рис. 7.35. Зависимость угла поворота нижнего конца секции бурильных труб на опорно-центрирующем элементе от длины гибкого звена

Гибкое звено необходимо для уменьшения жёсткости КНБК, но при этом оно не должно изменять расчетный показатель её назначения. С целью определения параметров гибкого звена, соответствующих данному условию, выразим его длину через масштаб длины, который отражает взаимосвязь параметров весомого, упругого стержня - жёсткость на изгиб и вес единицы длины. На рис. 7.36 приведен график зависимости минимальной длины упругого звена от масштаба длины. Из данного графика следует, что при увеличении масштаба длины до 16.5 м длина гибкого звена увеличивается до максимальной величины, равной 5.65 м. При этом точка экстремума графика разделяет гибкие звенья на два типа, которые обладают различными свойствами.

Для минимизации влияния изгибающего момента, действующего со стороны бурильной колонны на ВЗДО масштаб длины гибкого звена должен быть меньше 16.5 м, а его длина – больше длины упругой секции. В этом случае интенсивность искривления ствола скважины имеет постоянное значение и практически не зависит от зенитного угла.

Масштаб длины гибкого звена в целях сохранения показателя назначения стаби-

лизирующей или искривляющей КНБК должен быть равен или превышать 16.5 м, а его длина – меньше длины упругой секции. Включение в состав КНБК гибкого звена с указанными параметрами снижает её жёсткость, что способствует минимизации сил трения при спуске КНБК через искривленные интервалы ствола скважины, что актуально для горизонтального бурения.

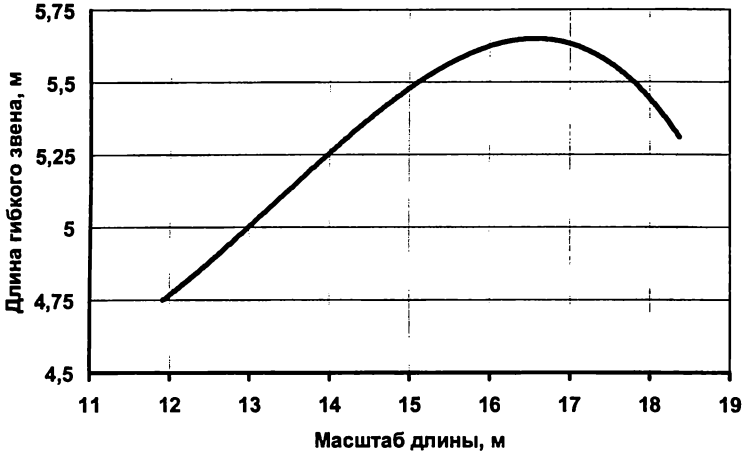


Рис. 7.36. Зависимость минимальной длины упругой секции от масштаба длины для КНБК: долото диаметром 215.9 мм; бурильная труба (гибкое звено); центратор диаметром 215 мм; УБТ-178

На рис. 7.37 приведены зависимости интенсивности искривления ствола скважины от масштаба длины, которые получены для отклоняющей КНБК. Из рис. 7.37 следует, что только в случае установки над ВЗДО бурильной трубы с масштабом длины меньше 16.5 м интенсивность искривления ствола скважины практически не зависит от масштаба длины, что характерно только для двигателя-отклонителя жесткого типа. Такие отклоняющие КНБК обладают хорошей устойчивостью на проектной траектории, так как при бурении интенсивность увеличения зенитного угла практически не зависит от его величины.

Рассмотрим работу ВЗДО и КНБК с гибким звеном при бурении переходных интервалов ствола.

На рис. 7.38 представлены зависимости отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины для КНБК с гибким звеном. Первоначальная кривизна ствола скважины равна 3.2°/10м, что соответствует радиусу кривизны 180 м.

С уменьшением диаметра гибкого звена зависимость величины отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины становится более пологой. При этом отклоняющая сила направлена в сторону уменьшения интенсивности искривления ствола скважины и в процессе бурения долото своей боковой поверхностью будет фрезеровать стенку ствола скважины в этом направлении. Фрезерование прекратится в тот момент, когда удельное контактное давление вооружения долота будет меньше прочности горной породы. Для горной породы средней группы прочности и долота диаметром

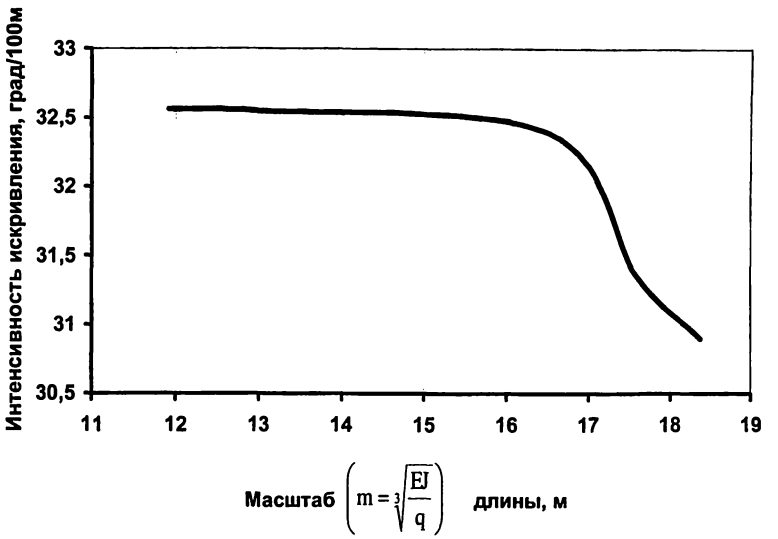


Рис. 7.37. Расчётная интенсивность искривления ствола скважины для забойного двигателя-отклонителя с гибким звеном

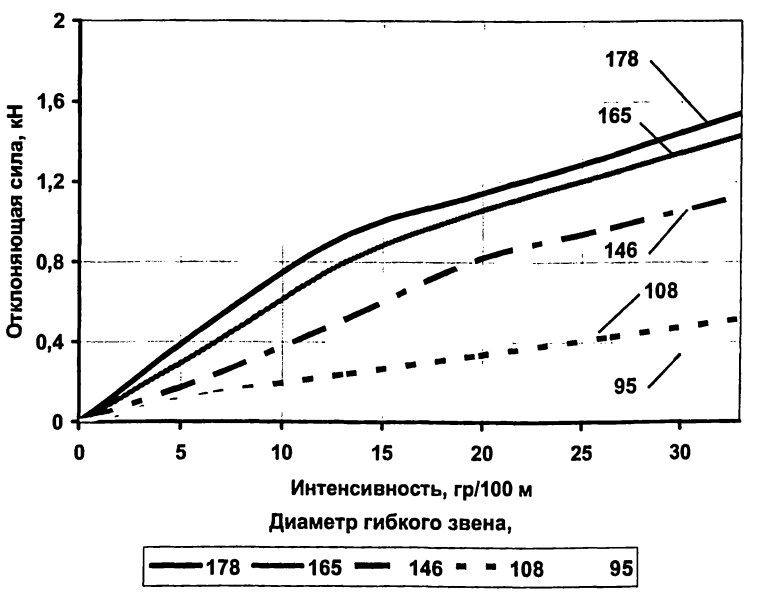


Рис. 7.38 Зависимость отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины. КНБК: долото диаметром 215.9 мм; УБТ-178 длиной 2.5 м; центратор диаметром 202.5 мм; гибкое звено длиной 4 м; УБТ-178.

215.9 мм величина отклоняющей силы на долоте, при которой разрушение стенки ствола скважины прекратится, равна 0.3 кН. В случае применения гибкого звена диаметром 95 мм кривизна ствола скважины уменьшится только до 27°/100м, а при бурении одноразмерной КНБК кривизна ствола снизится в процессе бурения до 4°/100м.

Аналогичные зависимости для ВЗДО представлены на рис. 7.39. Отличие заключается в том, что бурение ВЗДО начинается из прямолинейного ствола скважины.

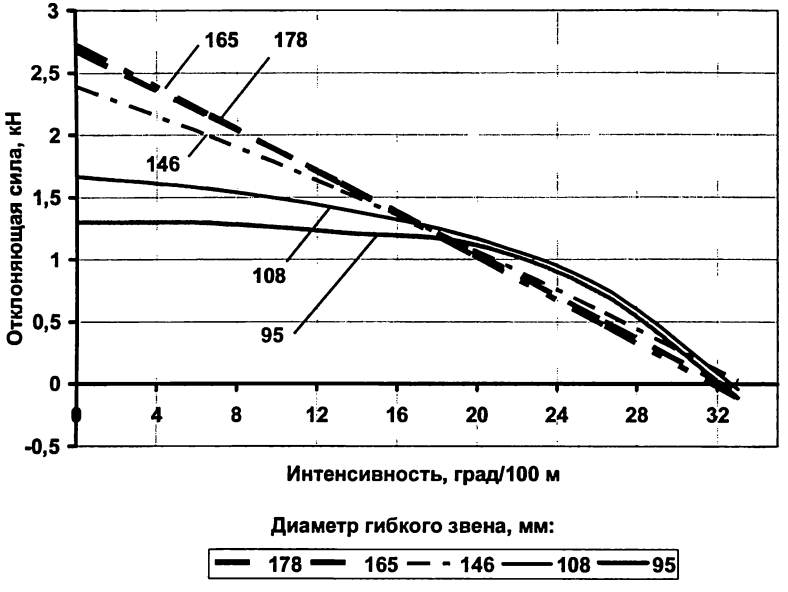


Рис. 7.39 Зависимость отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины. Двигатель-отклонитель: долото диаметром 215.9 мм; шпиндель диаметром 178 мм и длиной 2 м; искривленный переводник (1.5°); рабочая пара диаметром 178 мм и длиной 2 м; гибкое звено длиной 2 м; УБТ-178

У ВЗДО с гибким звеном, в отличие от стабилизирующих и искривляющих КНБК, чем меньше диаметр гибкого звена, тем выше интенсивность искривления ствола скважины по критерию фрезерующей силы на долоте силы на долоте. Например, у ВЗДО с одинаковой жёсткостью секций увеличение кривизны ствола скважины прекратится при интенсивности 28°/100м, а при наличии гибкого звена диаметром 108 мм скважина будет искривляться до интенсивности 30 °/100м. Причем, если диаметр гибкого звена равен 108 или 95 мм, то характеристика «отклоняющая сила-кривизна скважины» более «мягкая» по сравнению с равножесткостным ВЗДО. Такие ВЗДО с гибким звеном целесообразно применять в целях исключения резких перегибов ствола скважины.

8 ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

8.1. Ориентирование и бурение забойным двигателем-отклонителем

8.1.1. Общие положения

Технология направленного бурения забойным двигателем-отклонителем (ЗДО) включает следующие этапы:

- определение текущего положения ЗДО в скважине;
- ориентирование ЗДО;
- бурение в требуемом направлении на длину ведущей трубы;
- прекращение бурения перед наращиванием бурильной колонны;
- восстановление ориентации ЗДО после наращивания бурильной колонны.

Таким образом, технологический процесс направленного бурения ЗДО является дискретным, так как указанные операции повторяют после каждого наращивания бурильной колонны. Ориентирование ЗДО в требуемом направлении в процессе бурения осуществляется за счет баланса угла закручивания бурильной колонны и угла поворота ведущей трубы с помощью ротора буровой установки.

Выведение ствола скважины на проектное направление производят по плоской дуге или по спирали. Технология изменения направления траектории бурения по плоской дуге реализуется при постоянном положении ЗДО относительно выбранного направления. Технология изменения направления ствола скважины по спирали выполняется при постоянном значении угла установки ЗДО.

Угол установки ЗДО при заданных значениях изменения зенитного угла и азимута, интервала бурения и радиуса искривления ствола скважины определяется из следующих соотношений.

Искривление по плоской дуге [37]:

$$\cos\beta = \frac{\cos\alpha_1 \cos\gamma - \cos\alpha_2}{\sin\alpha_1 \sin\gamma} \tag{8.1}$$

$$\cos\Delta\varphi = \frac{\cos\gamma - \cos\alpha_1 \cos\alpha_2}{\sin\alpha_1 \sin\alpha_2} \tag{8.2}$$

$$\gamma = \frac{S}{0.01745R}. \tag{8.3}$$

При искривлении ствола по спирали [4]:

$$\Delta\varphi = tg\beta \, ln \left| \frac{tg\frac{\alpha_2}{2}}{tg\frac{\alpha_1}{2}} \right|; \tag{8.4}$$

$$\alpha_2 - \alpha_1 = \frac{S}{R} cos\beta. \tag{8.5}$$

Если $\beta=\pi/2$, то изменение азимута ствола скважины за интервал бурения определяется с помощью математической зависимости:

$$\Delta\varphi = \frac{S}{R \cdot sin\,\alpha_1}, \tag{8.6}$$

где $\Delta\varphi$ - изменение азимута ствола скважины за интервал бурения, рад.;
α_1, α_2 - зенитный угол ствола скважины в начале и в конце интервала бурения, соответственно, рад.;
β - угол установки отклонителя, рад.;
S – интервал бурения ЗДО, м;
R – радиус кривизны интервала бурения ЗДО, м;
γ – кривизна ствола скважины, град./10 м.

Процесс проводки ствола скважины по плоской дуге с помощью ЗДО сопровождается постоянным восстановлением его положения после каждого наращивания или прекращения бурения, а в случае искривления ствола по спирали положение ЗДО изменяют в процессе бурения постоянно в соответствии с (8.4, 8.5, 8.6).

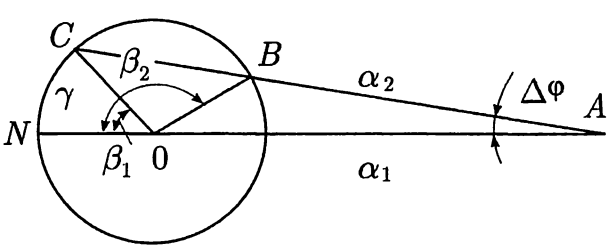


Рис. 8.1. Графический метод определения угла установки ЗДО и параметров искривления ствола скважины

Существует графический способ решения формул (8.1, 8.2). В соответствии с данным способом угол установки ЗДО определяют следующим образом. От некоторой точки *О* (рис. 8.1) откладывают отрезок *ОА*, равный в принятом масштабе численной величине зенитного угла в начале рейса долота. Из точки *О*, как из центра, проводят окружностьрадиусом, равным в принятом масштабе численной величине угла γ. Из точки *А* под углом $\Delta\varphi$, на который необходимо изменить азимут

скважины, проводят прямую до пересечения с окружностью в точках *B* и *C*. Тогда угол *NOC* будет равен углу установки ЗДО, при котором обеспечивается заданное изменение азимута Δφ скважины при одновременном увеличении зенитного угла до α_2, численно равного длине отрезка *AC*.

Угол *NOB* определяет угол установки ЗДО, обеспечивающий такое же изменение азимута Δφ ствола при одновременном уменьшении зенитного угла до значения α_2, численно равного длине отрезка *AB*.

8.1.2. Особенности бурения забойным двигателем-отклонителем

Инклинометрия ствола скважины, проведенная в интервале бурения ЗДО, показывает, что изменение траектории ствола скважины в большинстве случаев происходит в направлении, не совпадающим с расчетным углом его установки. Существенные ошибки при ориентировании ЗДО наблюдаются при одноразовом контроле его положения с последующим поворотом бурильной колонны на требуемый угол в соответствии с расчетным углом закручивания бурильной колонны от реактивного момента.

Непрерывный контроль положения ЗДО в пространственно искривленном стволе скважины (в том числе при малых зенитных углах ствола скважины) с применением телеметрической системы позволил выявить качественные закономерности поведения ЗДО в процессе его ориентирования и бурения. При повороте ротором бурильной колонны для установки ЗДО в требуемое направление показания телесистемы не изменяются. Это означает, что ЗДО остается в первоначальном положении, а вращение ротором компенсируется скручиванием контактирующей со стволом скважины бурильной колонны. После определенного угла поворота верхнего конца бурильной колонны ротором ЗДО резко поворачивается и останавливается. Если продолжать дальше медленно проворачивать ведущую бурильную трубу ротором, то можно установить положение нескольких кратковременных остановок ЗДО между резкими скачками. Такие колебания дают основание считать, что бурильная колонна с ЗДО, может находиться в устойчивом положении только при определенной его ориентации. За один оборот верхнего конца бурильной колонны в зависимости от конкретных условий ориентирования наблюдается от одного до четырех устойчивых положений ЗДО. Одни из них более устойчивы, другие менее. Для вывода бурильной колонны из неустойчивого положения достаточно незначительного его поворота, изменения осевой нагрузки или просто углубления скважины. В процессе забуривания и бурения искривленного ствола скважины наблюдается и другое характерное явление. При неподвижной ведущей трубе и установленном ЗДО в проектном направлении (с определенной точностью) показания "азимут двигателя-отклонителя" монотонно, а иногда и скачкообразно изменяются в сторону уменьшения или увеличения. Это означает, что в процессе бурения плоскость действия ЗДО не совпадает с проектным направлением искривления ствола скважины, что приводит к его пространственному искривлению с различной интенсивностью.

Таким образом, практика бурения показывает, что, даже имея постоянную информацию о фактическом положении ЗДО с помощью средств телеконтроля, ориентирование его в пространственно искривленном стволе скважины сопряжено с рядом трудностей. При этом возможность точной ориентации ЗДО существенно уменьшается с увеличением глубины скважины.

На рис. 8.2 показан график положения ЗДО при забуривании наклонного ствола скважины № 349 на нефтяном месторождении Новый Покур (Западная Сибирь).

Отклоняющая КНБК включала долото диаметром 215.9 мм, калибратор, винтовой

забойный двигатель Д2-195 с искривленным переводником между шпинделем и рабочей парой, телесистему СТТ-172, стальные бурильные трубы диаметром 127 мм.

Из графика (рис. 8.2) видно, что угол установки ЗДО скачкообразно изменяется через равные интервалы ствола скважины, величина которых близка к длине одной бурильной трубы (12 м), что свидетельствует о том, что в процессе наращивания бурильной колонны нарушается ориентация ЗДО. Кроме того, в промежутках между наращиваниями в процессе бурения также имеет место изменение ориентации ЗДО, связанное с изменением реактивного момента забойного двигателя (изменение осевой нагрузки, физико-механических свойств горной породы). Из-за неустойчивого положения ЗДО забуривание наклонного ствола было осуществлено в азимуте 89° при проектном значении 83° и допуске 7±0,5°. Поэтому при дальнейшем бурении пришлось корректировать направление ствола скважины, что увеличило интервал бурения ЗДО.



Рис. 8.2. Зависимость угла установки винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗДО) от глубины при забуривании наклонного ствола в скважине № 349 Новый Покур (Западная Сибирь)

На рис. 8.3 показан график изменения угла установки ЗДО при бурении интервала 2972-3012 м наклонного интервала горизонтальной скважины № 815 на месторождении Белый Тигр (Вьетнам).

Отклоняющая КНБК включала долото диаметром 311.1 мм, переводник, турбинный отклонитель ТО-240, переводник, телеметрическую систему СТТ-172. Бурильная колонна состояла из стальных бурильных труб диаметром 127 мм. Как видно из рис. 8.3 при бурении значительной части интервала турбинный отклонитель находился правее проектного направления искривления ствола скважины.

Смещение турбинного отклонителя от проектного направления происходило из-за изменения вращающего момента на долоте при разбуривании горных пород с различной прочностью и неудовлетворительной работы буровых насосов. Кроме того, из-за большой инерции системы "турбинный отклонитель - бурильная колонна" после поворота ведущей трубы турбинный отклонитель устанавливался в проектном направлении через 1...2 м бурения.



Рис. 8.3. Положение забойного двигателя-отклонителя при проводке интервала корректирования траектории бурения скважины № 815 на месторождении Белый Тигр (Вьетнам)

Отмеченные особенности поведения ЗДО объясняются совокупностью технических, технологических и геологических факторов, определяющих характер взаимодействия долота и бурильной колонны с забоем и стволом скважины, среди которых важнейшими являются:

- жёсткость на кручение бурильной колонны;
- геометрические и жесткостные параметры ЗДО;
- вращающий момент на долоте;
- изменение величины реактивного момента забойного двигателя при забуривании и бурении в условиях колебательных процессов в бурильной колонне;
- изменение режимных параметров процесса бурения;
- геометрия призабойной части ствола скважины.

8.1.3. Влияние технико-технологических факторов на ориентирование и управление забойным двигателем-отклонителем

На устойчивость ЗДО в процессе ориентирования и бурения существенное влияние оказывает пространственное искривление призабойного участка ствола скважины. Впервые влияние геометрии ствола скважины на точность установки ЗДО рассмотрено в работах А.Г. Калинина, Ю.С.Васильева, В.М.Попова [13]. Установлено, что при повороте ЗДО в искривленном стволе плоскость его искривления поворачивается с отставанием от верхнего конца бурильной колонны. Кроме того, при повороте бурильной колонны на определённый угол происходит скачкообразное изменение положения ЗДО, причём его устойчивые положения совпадают с плоскостью искривления призабойного интервала скважины. Для начального момента бурения ЗДО, пока не сформирован новый интервал ствола в направлении бурения, ориентация плоскости искривления ЗДО крайне неустойчива и изменяется в широком диапазоне. Стабильная ориентация ЗДО будет иметь место после некоторого углубления скважины, когда уменьшится первоначальное напряжение

компоновки нижней части бурильной колонны из-за несовпадения плоскости её изгиба с плоскостью искривления скважины.

Измерения фактического угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя, проведенные при бурении вертикальных и наклонных скважин, показали что, низ бурильной колонны совершает также крутильные колебания [64]. В табл. 8.1 приведены результаты измерения угла закручивания, полученные при бурении наклонных и вертикальных скважин на нефтяных месторождениях Ромодановское (скв. № 55), Николо-Березовское (скв. № 1520), Арланское (скв. №№ 2316, 2543), Азнакаевское (скв. № 2619) - Среднее Поволжье и на месторождениях, разбуриваемых Мегионским УБР (скв. №№ 317, 2014). Как следует из табл. 8.1, амплитуда крутильных колебаний низа бурильной колонны достигает 40% (скважина № 2316) от угла закручивания, что не позволяет производить забуривание наклонного ствола из вертикальной скважины с необходимой точностью, как правило, не более $5° \pm 0{,}5°$ для типовых скважин.

Из табл. 8.1 следует, что с увеличением глубины скважины увеличивается как угол закручивания бурильной колонны, так и динамическая его составляющая – крутильные колебания. Поэтому с увеличением глубины управление ЗДО путем поворота верхнего конца бурильной колонны ротором затрудняется, а, начиная с некоторой глубины, эффективное управление ЗДО в стволе скважины становится принципиально невозможным из-за низкой жесткости на кручение и увеличения угла закручивания самой бурильной колонны.

ТАБЛИЦА 8.1
УГОЛ ЗАКРУЧИВАНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ОТ РЕАКТИВНОГО МОМЕНТА ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Номер скважины	Глубина, м	Конструкция КНБК	Угол закручивания, град.	Амплитуда крутильных колебаний, град.
55	600 1080	долото 215.9 мм; турбобур 3ТС5Б-195; бурильные трубы ТБПВ 127	43 82	11 16
2543	500 1040	долото 215.9 мм; турбобур 3ТСШ-172; бурильные трубы ТБПВ 114	36 57	8 10
2316	510 860	долото 215.9 мм; турбобур 3ТСШ-172; бурильные трубы ТБПВ 114	24 48	10 13
1520	740 1108	долото 215.9 мм; турбобур 3ТСШ-172; бурильные трубы ТБПВ 114	64 70	13 12
2619	409 1080	долото 215.9 мм; турбобур 3ТС5Б-195; бурильные трубы ТБПВ 127	59 82	12 16
317	1153	долото 215.9 мм; турбобур 3ТС5Б-195; бурильные трубы ТБПВ 127-1000 м, ЛБТ-127	68	8
2014	13303	долото 215.9 мм; турбобур 3ТС5Б-195; бурильные трубы ТБПВ 127-1000 м, ЛБТ-127	70	9

Примечание: ТБПВ-127 (114) – стальные бурильные трубы с приварными замками и высаженными внутрь концами диаметром 127 (114) мм; ЛБТ-127 легкосплавные бурильные трубы диаметром 127 мм.

Угол $\varphi_{ЗАК}$ закручивания для каждой секции (составленной из труб одинакового типоразмера) комбинированной бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя определяется по формуле:

$$\varphi_{ЗАК} = 57.3 \cdot \frac{M_Р \cdot L}{G \cdot I_О} \qquad (8.7)$$

где $\varphi_{ЗАК}$ – угол закручивания секции бурильной колонны, град.;
$M_Р$ – реактивный момент забойного двигателя, кН*м;
L – длина секции бурильных труб, м;
G – модуль сдвига материала бурильных труб, кН/м^2;
$J_О$- полярный момент инерции сечения бурильных труб, м^4.

Общий угол закручивания комбинированной бурильной колонны равен сумме углов закручивания каждой секции. При расчёте угла закручивания реактивный момент забойного двигателя с достаточной для практики точностью можно принимать равным сумме моментов, затрачиваемых на вращение породоразрушающего инструмента (долота и калибратора, если он установлен), и на преодоление сил трения в радиальных и осевых опорах вала забойного двигателя.

В табл. 8.2 приведены значения удельного момента для долот различного типа и при различном коэффициенте трения при фрезеровании стенки скважины.

ТАБЛИЦА 8.2

Типоразмер долота	Удельный момент 10^{-3}(кН*м)/кН	f	Диаметр долота, мм	Удельный момент 10^{-3}(кН*м)/кН	f
Трёхшарошечные			Фрезерные		
М	13-14	0.45	188-214	24-28	050
МС	11-14	0.35	267-292	30-36	0.50
С	8-11	0.30	Алмазные		
Т	6-7	0.23	188-214	20-24	0.42
ОК	5-6	0.18	267-292	28-32	0.42

f – коэффициент трения при фрезеровании стенки скважины долотом.

В наклонном стволе скважины угол закручивания будет меньше вследствие трения между бурильной колонной и стенкой ствола скважины:

$$\varphi_{ЗАК} = 57.3 \cdot \frac{(M_Р - M_{ТР}) \cdot L}{G \cdot I_О}, \qquad (8.8)$$

где $M_{ТР}$ – момент трения бурильных труб о стенку ствола скважины, кН*м.

В наклонно прямолинейном стволе момент сил трения может быть определён по формуле:

$$M_{ТР} = \mu \cdot L \cdot \frac{d_Н}{2} \cdot q \cdot \sin\alpha, \qquad (8.9)$$

где μ – коэффициент трения покоя;
$d_Н$ – диаметр бурильных труб, м;

q – вес одного метра бурильной трубы, кН/м;
α – зенитный угол ствола скважины, град.

Известные исследования позволяют оценить поведение ЗДО в искривленном стволе скважины, но не дают ответ на вопрос о границе эффективного применения типовой технологии направленного бурения ЗДО. Для определения критической длины бурильной колонны, т. е. такой длины, при которой возможно решение технологических задач по проводке ствола скважины необходимо установить критерий эффективного управления ЗДО. Условия эффективного управления ЗДО могут быть разными в зависимости от вида решаемой технологической задачи при направленном бурении:

- корректирование траектории бурения наклонной скважины;
- выведение ствола горизонтальной скважины в точку пласта с заданными координатами, зенитным и азимутальным углами;
- проводка горизонтального ствола скважины в пределах продуктивного пласта.

Условием для определения критической длины бурильной колонны, т. е. такой длины, при которой возможно решение технологических задач по управлению ЗДО с помощью бурильной колонны, может быть максимальное отклонение ЗДО от расчетного значения, при котором не обеспечивается целенаправленное изменение зенитного угла и азимута ствола скважины [77]. Критическая (максимальная) длина ($L_{КР}$) бурильной колонны для данного условия рассчитывается по формуле:

$$L_{кр} = \frac{1.57 \cdot GJ_o}{F_{от} \cdot D \cdot \chi}, \qquad (8.10)$$

где D - диаметр долота, м
χ – коэффициент сопротивления вращению долота;
$F_{ОТ}$ – отклоняющая сила на долоте, кН.
G – модуль сдвига материала бурильных труб, кН/м^2;
J_O- полярный момент инерции сечения бурильных труб, м^4.

При бурении на больших глубинах ориентирование ЗДО можно осуществлять поворотом нижней части бурильной колонны за счёт изменения реактивного момента забойного двигателя путём регулирования режимных параметров бурения, например, осевой нагрузки на долото. Угол закручивания бурильной колонны при изменении осевой нагрузки на долота рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = \frac{\Delta\varphi_{зак} \cdot P}{\varphi_{зак}}, \qquad (8.11)$$

где $\varphi_{ЗАК}$, $\Delta\varphi_{ЗАК}$ – текущее и заданное изменение угла закручивания бурильной колонны соответственно, град.;
P, ΔP – текущая осевая нагрузка на долото и ее расчетное изменение соответственно, кН.

Направление изменения угла закручивания бурильной колонны определяет знак ΔР.

В табл. 8.3 приведены опытные значения угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя.

Из табл. 8.3 следует, что при глубине скважины 3000 м угол закручивания бурильной колонны может превышать 300°, что дает возможность изменять реактивный момент

ЗДО в пределах, достаточных для решения различных технологических задач за счет изменения величины осевой нагрузки на долото и расхода промывочной жидкости.

Пределы управления ЗДО за счет изменения осевой нагрузки на долото зависят от типа и размера долота и забойного двигателя. Для используемых при бурении скважин на нефть и газ долот при турбинном бурении осевую нагрузку изменяют не более чем на 20%, а при применении винтового ЗДО – до 30% по сравнению с установленными проектом значениями. Для осуществления указанного способа управления ЗДО необходимо иметь телеметрическую систему с датчиком осевой нагрузки на долото.

ТАБЛИЦА 8.3
ВЕЛИЧИНА УГЛА ЗАКРУЧИВАНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ОТ РЕАКТИВНОГО МОМЕНТА ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Диаметр бурильных труб, мм	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, тонн	Диаметр втулок насоса, мм	Угол закручивания, град/100м
127	ТО2-240	12...15	170	10
	1ТСШ-240			10
	2ТСШ-240			15
127	ТО2-195	8...12	150	4
	1ТСШ-195	10...14	150	4
	2ТСШ-195	10...14	150	6
140	ТО2-240	12...16	170	6
	1ТСШ-240	12...16	170	7
	2ТСШ-240	12...16	170	10
127	ТО2-195	8...10	150	3
	1ТСШ-195	8...10	150	3
	2ТСШ-195	8...10	150	5

У винтовых забойных двигателей в пределах их рабочей области вращающий момент практически не зависит от расхода промывочной жидкости, поэтому изменение угла закручивания бурильной колонны за счет расхода промывочной жидкости нецелесообразно, хотя в некоторых случаях для более точной ориентации винтового ЗДО данный способ возможен.

У электробура вращающий момент не зависит от расхода промывочной жидкости, поэтому управление ЗДО на основе электробура за счет изменения расхода промывочной жидкости не производят.

Вращающий момент турбобура пропорционален квадрату количества прокачиваемой жидкости [38]:

$$\frac{M_1}{M_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2}, \tag{8.12}$$

где M, Q - вращающий момент (кН·м) и соответствующий ему расход промывочной жидкости ($м^3$) соответственно.

Угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента турбобура при изменении расхода промывочной жидкости может быть рассчитан по приближенной формуле:

$$\varphi_2^{\text{заб}} = \frac{\varphi_1^{\text{заб}} \cdot Q_2^2}{Q_1^2} \tag{8.13}$$

За счет снижения или форсирования режима бурения относительно оптимальных значений можно управлять ЗДО в процессе бурения в определённых пределах, однако при таком способе управления снижаются технико-экономические показатели бурения и ресурс работы породоразрушающего инструмента. Кроме того, необходим постоянный контроль в режиме реального времени с помощью забойной телеметрической системы за параметрами ствола скважины, положением забойного двигателя-отклонителя и фактической нагрузкой на долото.

При бурении винтовым забойным двигателем (ВЗД) по изменению крутящего момента возможен контроль отработки долота, поскольку одновременно с ростом крутящего момента увеличивается и давление промывочной жидкости, нагнетаемой буровым насосом. Так, при изнашивании опор долота в условиях неизменной осевой нагрузки момент и давление на стояке увеличиваются, при изнашивании зубьев долота - уменьшаются.

Впервые в мировой практике в конце 60-х годов винтовые забойные двигатели с многозаходными рабочими органами получили широкое распространение в бурении и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин. В последние годы ВЗД, являясь составной частью многофункционального технологического комплекса, обеспечивают проводку горизонтальных скважин и боковых стволов.

Рабочая зона по крутящему моменту шарошечного долота сравнительно небольшая и, поэтому, при бурении долотами такого типа в сочетании с ВЗД различного типа особых проблем не возникает. Для вращения долот режущего типа требуется повышенный вращающий момент, диапазон значений которого значительно превышает аналогичный показатель шарошечных долот. Поэтому в процессе бурения могут возникать остановки ВЗД.

В работе [53] В.И.Молодило проведен анализ основных особенностей бурения с использованием ВЗД в сравнении с турбинным способом и разработаны методы управления процессом бурения.

Рассмотрим вместе с автором указанной выше работы реакцию турбобура и ВЗД на резкое (скачёк крутящего момента) изменение условий работы долота при проработке ствола скважины (рис. 8.4 *А* и *Б*).

На рис. 8.4, где приведена схема ствола скважины с участком сужения.

В положении т. А долото находится над данным участком в стволе скважины, диаметр которого близок к номинальному диаметру долота, а в т. В долото работает в интервале сужения ствола, что требует резкого возрастания крутящего момента. На рис. 8.4 с правой стороны каждой из схем А и Б приведены стендовые характеристики турбобура и ВЗД соответственно, на которых отмечены точки А и В. Между схемой ствола скважины и характеристиками показана диаграмма изменения давления промывочной жидкости и частоты вращения долота при проработке ствола в зависимости от времени, где также отмечены точки А и В.

В начальный период проработки при турбинном способе бурения, когда долото не касается стенки ствола скважины (точка А), турбобур работает в холостом режиме на больших оборотах (n_X), отмеченных на диаграмме и стендовой характеристике (далее графиках) стрелками. В момент контакта долота со стенкой ствола (точка В) резко увеличивается вращающий момент на валу турбобура, что приводит к снижению частоты вращения долота до рабочей величины (n_P). Когда момент на долоте превышает возможности турбобура, происходит остановка его вала. При этом давление промывочной жидкости не меняется или меняется незначительно, так как в турбобуре каналы для прохода жидкости остаются свободными. После выхода долота из зауженной части ствола система возвращается в исходное состояние, обороты долота увеличиваются до n_P.

Рассмотрим случай вхождения долота в узкий участок ствола скважины при бурении ВЗД (рис. 8.4 Б). При номинальном или увеличенном диаметре ствола вращающий момент на валу ВЗД близок к нулю (точка А). В это же время давление промывочной жидкости в бурильной колонне равно величине холостого давления (P_X), а перепад давления на самом двигателе минимальный (точка А) на стендовой характеристике ВЗД. Таким образом, в положении А винтовой двигатель работает в холостом режиме. При этом и подводимая гидравлическая энергия к ВЗД минимальна:

$$W_Г = \Delta P \cdot Q \qquad (8.14)$$

где $W_Г$ – гидравлическая энергия промывочной жидкости, н·м/с;
Q – расход промывочной жидкости, м^3/с;
ΔP – перепад давления промывочной жидкости на ВЗД в данный момент ($\Delta P = P_X$), н/м^2.

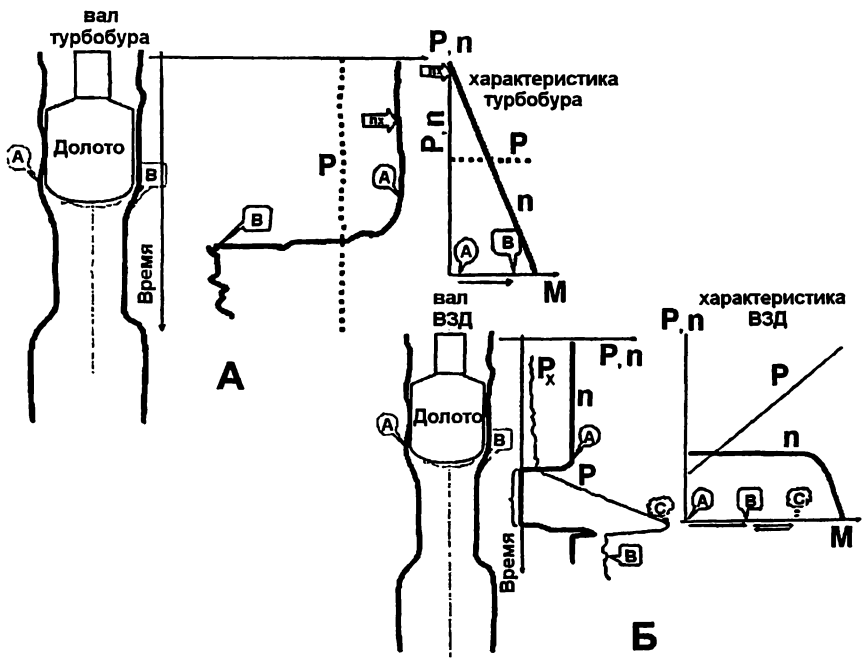


Рис. 8.4. Неуравновешенный режим работы турбобура (А) и ВЗД (Б) при проработке ствола

В начальный момент вхождения долота в сужение ствола скважины (точка В) на долоте внезапно возникает небольшой момент сопротивления. Судя по стендовой характеристике ВЗД, где частота вращения в зоне точек А - В почти неизменна, можно предположить, что ничего особенного с ВЗД и долотом в скважине в данный момент не происходит. Такой вывод основан только на стендовой характеристике, которая не учитывает влияния факторов всей гидравлической системы скважины. К тому же это характеристика (стендовая) уравновешенной системы, т.е. она не учитывает темп изменения параметров.

На самом деле при возникновении момента сопротивления на долоте происходит остановка вала ВЗД по причине отсутствия необходимой величины гидравлической энергии в виде дополнительного давления в гидравлической системе. Гидравлическая система, состоящая из манифольдной линии с компенсаторами и бурильной колонны большой длины, обладает определенными упругими свойствами. Поэтому для наполнения её дополнительной гидравлической энергией от бурового насоса требуется некоторое время, в течение которого двигатель будет в заторможенном состоянии (пассивное время, скорость проходки равна нулю). Продолжительность этого времени зависит от многих факторов: длины бурильной колонны и жёсткости бурильных труб, свойств разбуриваемых пород, конструкции долота и др. По стендовой характеристике выход ВЗД из тормозного режима произойдет при достижении перепада давления, соответствующего точке В. На самом деле в данный момент времени этого уже будет недостаточно, потому что в период роста давления произошло удлинение бурильной колонны и автоматически создалась увеличенная осевая нагрузка на долото. Это привело к дополнительному внедрению породоразрушающих элеметов долота в горную породу, что потребует для страгивания долота ещё больше энергии (давления). После страгивания долота в точке С произойдет разбуривание горной породы, а также падение давления до рабочей величины *Р*р (точка С перемещается в точку В), и дальнейшее бурение (проработка) проходит в уравновешенном режиме. В некоторых случаях точка С страгивания долота может переместиться за пределы технических возможностей ВЗД или бурового насоса, тогда система переходит в аварийный (тормозной) режим.

Такие режимы (аварийные) встречаются довольно часто, и не всегда оператор станции контроля процесса бурения и бурильщик своевременно на него реагируют - ввиду отсутствия антиблокирующих или оповещающих вспомогательных автоматизированных систем.

В том случае, когда возросший момент на долоте превышает возможности привода - как гидравлические, так и механические, - как уже было отмечено выше, система переходит в аварийное состояние:

- при недостаточной мощности привода насоса происходит остановка циркуляции, срабатывает аварийный клапан, а в случае его неисправности - выходит из строя слабое звено насосного агрегата или его привода;

- при достаточном запасе гидравлической мощности, но недостаточной мощности ВЗД происходит деформация зубьев статора, и жидкость (как правило, абразивная) с высокой скоростью протекает через образовавшиеся от деформации щели. Это приводит к интенсивному износу рабочих органов ВЗД. В такой момент большая часть гидроэнергии, порой более 200 кВт, расходуется только на разрушение (размыв) обкладки статора и поверхности ротора, а также на нагрев промывочной жидкости.

Опасны оба случая, поэтому таких режимов следует избегать. Но если все-таки это произошло, необходимо немедленно принимать соответствующие меры по выходу системы из аварийного состояния.

Реакция ВЗД на внезапное резкое уменьшение крутящего момента при выходе долота из узкого участка ствола (рис. 8.5) приводит к следующим явлениям.

Избыток энергии, накопленной в гидравлическом канале большой протяженности от ВЗД до бурового насоса, выбрасывается через двигатель в виде дополнительного расхода промывочной жидкости. Это приводит к резкому ускорению вала, с последующим таким же резким замедлением, т.е. в этот момент скачкообразно возникают инерционные силы, способствующие самопроизвольному отвороту резьбовых соединений элементов компоновки низа бурильной колонны.

Рассмотренные варианты режима работы ВЗД с высокомоментными долотами име-

ют место при использовании комбинированной технологии направленного бурения, когда режим скольжения меняется на режим вращения бурильной колонны, причём между циклами производится проработка ствола.

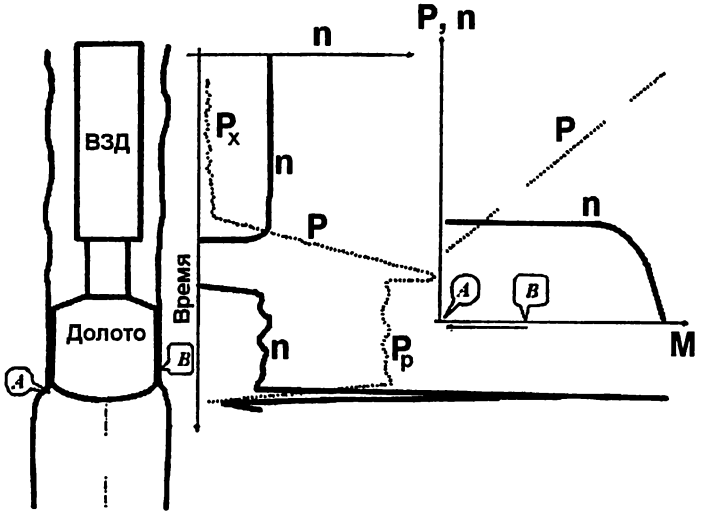


Рис. 8.5. Неуравновешенный режим работы ВЗД при проработке ствола скважины (снижение вращающего момента на долоте).

Технические решения, учитывающие эксплуатационные особенности и технологический процесс управления и контроля роботы ВЗД, разработаны и защищены авторскими свидетельствами и патентами (патент РФ № 2296218, а.с. № 1619770, а.с № 1653390, патент РФ № 2013531), они учтены при разработке автоматизированных систем, внедрение которых позволило не только увеличить срок службы ВЗД, но и существенно повысить показатели бурения скважин. Новые требования к буровым установкам в части повышения качества управления процессом бурения с применением винтовых забойных двигателей автором работы [53] доведены до производителей буровых установок.

При небольших глубинах забуривания наклонного ствола ориентирование ЗДО можно осуществлять без использования телесистемы путём ориентированного наращивания бурильной колонны. При этом положение ЗДО прослеживают при спуске бурильной колонны или определяют с помощью специального инклинометра после того, как ЗДО уже спущен в скважину, а бурильная колонна установлена на роторе буровой установки. Точность определения положения ЗДО при ориентированном спуске бурильного инструмента в скважину зависит от ряда факторов.

Наибольшие погрешности при ориентированном спуске ЗДО связаны с определением фактической плоскости изгиба искривленного переводника, разметкой бурильных труб, перенесением меток с одной трубы на другую при спуске бурильной колонны в скважину, переносом ориентира на стол ротора буровой установки.

Перед ориентированным спуском определяется направление изгиба искривленного переводника ЗДО. Обычно при изготовлении искривленного переводника на его вогнутой стороне наносится метка, показывающая направление изгиба. Если такой метки нет, то для

определения плоскости изгиба искривленного переводника непосредственно на буровой ЗДО необходимо установить с возможностью вращения на двух опорах, расположенных по концам его корпуса. Под действием силы тяжести ЗДО займет положение, при котором его центр тяжести будет находиться в нижнем положении. С помощью шаблона с уровнем в верхней части корпуса ЗДО ставится метка, показывающая направление его изгиба.

После определения направления изгиба корпуса ЗДО рассчитывается фактический угол (Δ) изгиба искривленного переводника по следующей формуле:

$$\Delta = arctg \cdot \frac{b-a}{D} \qquad (8.15)$$

где b, a - соответственно максимальная и минимальная длина образующей наружной поверхности искривленного переводника в плоскости изгиба, мм;
D - наружный диаметр искривленного переводника, мм;
Δ - угол изгиба искривленного переводника, град.

При строительстве наклонных скважин применяется способ забойного определения положения ЗДО с использованием устройства для ориентированной установки инклинометра "Зенит - ПУ-195*65". При этом применяются инклинометры с магнитным датчиком азимута в виде магнитной стрелки. Технические характеристики инклинометров с магнитным датчиком азимута приведены в табл. 8.4.

ТАБЛИЦА 8.4
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНКЛИНОМЕТРОВ

Тип	угол		азимут		Диаметр корпуса, мм	Максимальная температура, °С	Максимальное давление, МПа
	Диапазон, град.	Погрешность, мин	Диапазон, град.	Диапазон, град.			
КИТ	0-50	±30	0-360	±4	60	120	60
КИТА	0-50	±30	0-360	±4	74	120	120
ИМ-1	0-75	±20	0-360	±2	73	180	150
ИН1-721	0-100	±24	0-360	±2	73	120	60
МИ-30	0-50	±30	0-352	±5	30	130	80
МИР-36	0-45	±30	0-360	±4	36	80	20

У таких инклинометров блок датчиков выполнен по кинематической схеме с двумя карданными рамками. Конструктивно он содержит общую наружную карданную рамку как для чувствительного элемента азимута (магнитная буссоль), так и для чувствительного элемента зенитного угла (отвес). Датчик инклинометра показан на рис. 8.6. Ось вращения наружной рамки совпадает с продольной осью инклинометра. Вследствие эксцентрично расположенного груза 18 центр тяжести рамки не совпадает с ее осью вращения. Поэтому рамка в наклонном положении устанавливается перпендикулярно к плоскости наклона, т.е. перпендикулярно к апсидальной плоскости скважины.

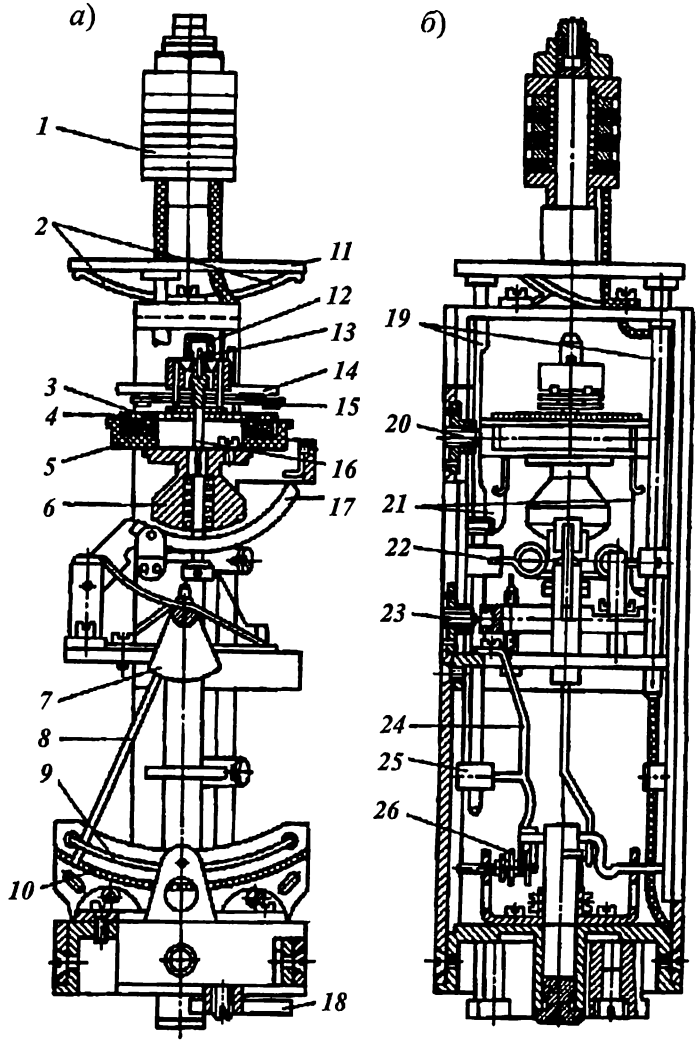


Рис. 8.6. Датчик инклинометра: а - плоскость наружной рамки: б - плоскость наружной рамки совпадает с плоскостью чертежа; 1 - токоприемное кольцо с коллектором; 2 - возвратная пружина; 3 - токосъемное кольцо; 4, 10 - реохорд кольцевой и угловой соответственно, 5 - корпус, 6 - груз, 7 - отвес, 8 - стрелка, 9 - дужка, 11 - кольцо, 12 - колпачок, 13 - острие, 14 - магнитная стрелка, 15 - пружинный контакт, 16, 23 - оси, 17 - рычаг, 18 - эксцентричный груз, 19 - толкатель, 20 - полуоси, 21 - проводник, 22 - поводок, 23 - ось, 24 - пружина, 25 - кулачок, 26 – муфта.

Чувствительным элементом зенитного угла служит отвес 7 со стрелкой 8, плоскость вращения которого на оси 23 находится в плоскости наклона инклинометра. Преобразователем зенитного угла в величину сопротивления служит угловой реохорд 10. При арретировании датчика конец стрелки 8 дужкой 9, которая одновременно является токосъем-

ной шиной, прижимается к реохорду 10. Чувствительный элемент азимута - буссоль, которая состоит из магнитной стрелки 14, установленной с возможностью вращения на оси 16, и диамагнитного корпуса 5 с кольцевым реохордом 4 и токосъемным кольцом 3.

Поворот корпуса буссоли относительно наружной рамки происходит вокруг двух полуосей 20. Благодаря грузу 6 ось 16 магнитной стрелки 14 всегда занимает вертикальное положение. Магнитная стрелка 14, закрепленная в колпачке 12 с агатовым подшипником, устанавливается на острие 13 подвижной оси 16. Изолированный пружинный контакт 15 при перемещении вниз оси 16 вместе с магнитной стрелкой 8 соединяет кольцевой реохорд 4 с токосъемным кольцом 3. Электрическая связь реохорда 4 и токосъемного кольца 3 с коллектором 1 осуществляется через гибкие проводники 21.

Разрыв кольцевого реохорда 4 буссоли находится в плоскости, перпендикулярной к плоскости наружной рамки, т. е. в плоскости искривления скважины. Поэтому угол между северным концом магнитной стрелки 14 и разрывам реохорда 4 равен азимуту скважины в точке измерения. При арретировании угол преобразуется в величину сопротивления кольцевого реохорда 4.

Арретирование магнитной стрелки 14 осуществляется механизмом, состоящим из нажимного кольца 11, возвратных пружин 2, двух толкателей 19, поводка 22, дугообразного рычага 17, дугообразной пружины 24 и муфты 26, сцепленной с дужкой 9. Под действием переключающего механизма нажимное кольцо 11, а вместе с ним и толкатели 19 перемещаются вниз. Поводок 22 отклоняет вниз дугообразный рычаг 17, который оттягивает также вниз подпружиненную ось 16 магнитной стрелки 14. При этом пружинный контакт 15 прижимается к кольцевому реохорду 4 и токосъемному кольцу 3. Одновременно кулачек 25 освобождает пружину 24. Муфта 26 вместе с дужкой 9 перемещается и прижимает стрелку 8 отвеса 7 к угловому реохорду 10 чувствительного элемента зенитного угла.

Наружная рамка вращается на двух полуосях. Электрическая связь реохордов 4 и 10 (зенитного угла и азимута соответственно) с остальной частью схемы осуществляется через коллектор 1 с тремя контактными кольцами. Арретирование чувствительных элементов зенитного угла и азимута и наложение токосъемных щеток на коллектор 1 производится шестипозиционным кулачковым переключателем, приводимым в действие электромагнитом (не показан).

Для выполнения измерений зенитного угла и азимута в одной точке требуется сделать шесть переключений: три первых для измерения азимута, три последующих для измерения зенитного угла. В позициях 1 и 4 чувствительные элементы свободны. В позиции 2 на коллектор 1 накладывается первая пара щеток и происходит контрольный замер азимута. В позиции 3 чувствительные элементы арретируются и происходит считывание показаний азимута. В позиции 5 на коллектор накладывается вторая пара щеток и осуществляется замер зенитного угла, а в позиции 6 снова арретируются чувствительные элементы и считывается значение зенитного угла.

В наклонном стволе скважины датчик инклинометра вращаясь на карданных подвесах устанавливается в положении, при котором разрыв реохорда 4 буссоли совпадает с апсидальной плоскостью скважины в точке измерения. При измерении определяется азимутальный угол скважины. В вертикальной скважине датчик инклинометра занимает в каждый момент времени случайное, неопределенное положение.

Если реохорд 4 буссоли жестко соединить с корпусом ЗДО в положении, при котором его разрыв будет совпадать с направлением изгиба, то при измерении получим азимутальный угол направления искривления ЗДО.

Для реализации указанного способа измерения положения ЗДО в скважине разработано устройство "Зенит-ПУ-195*65" (рис. 8.7). Это устройство предназначено для ориен-

тированной установки инклинометра над ЗДО. Для работы с устройством "Зенит" в инклинометре необходимо закрепить наружную карданную рамку датчика инклинометра относительно его корпуса.

Способ забойного определения положения ЗДО с помощью устройства "Зенит" и инклинометра, чувствительный элемент у которого выполнен в виде буссоли, может быть использован в скважинах с зенитным углом, не превышающим 3...5°. При зенитных углах, превышающих указанный диапазон, магнитная стрелка 14 будет задевать за токосъёмное кольцо (реохорд) 4 (рис. 8.6).

Устройство "Зенит" состоит из двух узлов: установочного переводника и наконечника для инклинометра. Устройство устанавливают непосредственно над ЗДО.

Устройство «Зенит» включает (рис. 8.7) корпус 1 с резьбовыми соединениями по концам и расположенную в нем втулку 2. В полости корпуса 1 расположена поворотная втулка 3, которая имеет один или два установленных друг против друга разноименными полюсами магнита 4. В нижней части поворотной втулки 3 под магнитом 4 имеется выступ 5. Поворотная втулка 2 на наружной поверхности имеет 36 продольных пазов, а втулка 2 с внутренней стороны - четыре ответных паза. Поворотная втулка 2 закрепляется шпонкой 6.

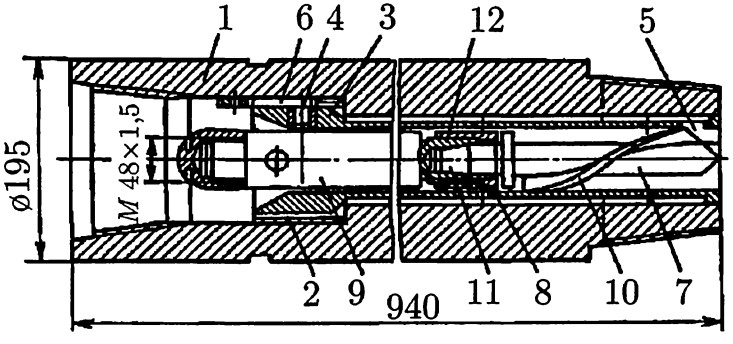


Рис. 8.7. Устройство «Зенит» для определения положения ЗДО в вертикальном и наклонном стволе скважины

Наконечник под инклинометр состоит из хвостовика 7, узла 8 для ориентирования инклинометра и протектора 9. На наружной поверхности хвостовика 7 имеются две противоположно направленные винтовые лопасти 10, которые в верхней части образуют паз для (не показан) для размещения выступа 5. Узел 8 для ориентирования инклинометра выполнен в виде конусных поверхностей 11 и фиксирующего резьбового соединения 12. В верхней части наконечника имеется резьба 13 для соединения с инклинометром.

Определение положения ЗДО в вертикальном стволе скважины производится следующим образом. При сборке КНБК непосредственно над ЗДО устанавливается корпус 1 устройства "Зенит" (рис. 8.7). На верхнем торце корпуса 1 отмечается направление изгиба искривленного переводника. В полости корпуса 1 устанавливается поворотная втулка 3 таким образом, чтобы выступ 5 и метка на корпусе 1 совпадали. После чего паз поворотной втулки 3 необходимо совместить с ближайшим пазом втулки 2. В канал, образованный указанными пазами, устанавливается шпонка 6. Так как используется инклинометр с магнитным датчиком азимута, то над корпусом 1 устанавливаются трубы из диа-

магнитного материала, например, из алюминия, длиной не менее 6 м. Затем отклонитель на бурильных трубах неориентировано спускается в скважину. К нижней части инклинометра с закрепленным относительно его корпуса блоком датчиков угла и азимута присоединяется протектор 9 из диамагнитного материала длиной не менее 1 м и диаметром не более 60 мм и хвостовик 7. Резьбовое соединение 12 узла 8 ориентирования инклинометра раскрепляется. Хвостовик 7 устанавливается таким образом, чтобы паз хвостовика 7 и метка на корпусе инклинометра, совпадающая с разрывом реохорда буссоли инклинометра, находились на одной образующей. Затем резьбовое соединение 12 закрепляется с усилием не менее 5 кг*м. Инклинометр спускается в полость бурильной колонны на геофизическом кабеле и устанавливается в поворотной втулке 3. При этом выступ 5 размещается в пазу, образованном винтовыми лопастями 10 хвостовика 7. Таким образом, инклинометр будет установлен в положении, при котором разрыв реохорда буссоли инклинометра будет совпадать с направлением изгиба ЗДО.

Проводку участка начального искривления скважины не всегда удается выполнить за одно долбление. При последующих долблениях положение ЗДО необходимо определять уже в наклонном стволе скважины. При этом описанный выше способ определения положения отклонителя не может быть использован. Как уже отмечалось, это связано с конструкцией чувствительного элемента азимута инклинометра с датчиком в виде магнитной стрелки на оси. Плоскость вращения магнитной стрелки должна быть горизонтальна, что не может быть выполнено в наклонном стволе при закрепленном относительно корпуса инклинометра датчике. Поэтому в наклонном стволе скважины положение ЗДО определяют относительно апсидальной плоскости скважины, азимут которой известен.

Для определения положения ЗДО в наклонном стволе скважины используют переводник с магнитами или устройство "Зенит". Зенитный угол ствола скважины в месте расположения устройства "Зенит" должен быть не менее 4°. Для определения положения ЗДО может быть использован инклинометр с магнитным датчиком азимута. При этом расстояние от нижнего торца инклинометра до места расположения буссоли должно быть равно расстоянию от магнита до выступа 5.

Измерения производят следующим образом. Корпус 1 устройства "Зенит" устанавливается и закрепляется непосредственно над ЗДО. На верхнем торце корпуса 1 отмечается направление изгиба ЗДО. В полости корпуса 1 устанавливается поворотная втулка 3 таким образом, магнит 4 и метка на корпусе 1 совпадали. Паз поворотной втулки 3 необходимо совместить с ближайшим пазом корпуса 1. В канал, образованный пазами поворотной втулки 3 и втулкой 2, устанавливается шпонка 6. Над корпусом 1 устанавливается бурильная труба.

После завершения спуска ЗДО в скважину определяют его положение относительно имеющегося направления искривления ствола. В отличие от способа определения положения ЗДО в вертикальном стволе скважины для измерения используется стандартный инклинометр со свободно установленным блоком датчиков угла и азимута. Инклинометр спускается в бурильную колонну и устанавливается на выступ 5 в поворотной втулке 3. При измерении получают угол (ПИ) (в направлении движения часовой стрелки) между направлением изгиба ЗДО и апсидальной плоскостью ствола скважины в точке измерения. Угол (ПО) между апсидальной плоскостью и направлением изгиба ЗДО, т. е. обратный измеренному рассчитывается по формуле:

$$ПО = 360 - ПИ \qquad (8.16)$$

Азимут направления действия ЗДО определяется как сумма значения азимута ство-

ла скважины в месте расположения ЗДО и угла (ПО) между апсидальной плоскостью и направлением изгиба ЗДО.

При небольшой глубине забуривания наклонного ствола возможен ориентированный спуск ЗДО и последующее наращивание бурильной колонны без применения инклинометра или телесистемы.

Перед началом бурения участка искривления определяют количество бурильных труб, необходимых для спуска ЗДО до точки забуривания и бурения до запланированной глубины. Замковые соединения бурильных труб должны иметь одинаковый наружный диаметр. На замках каждой бурильной трубы из выбранного для ориентированного наращивания комплекта бурильных труб на одной образующей наружной поверхности наносятся кернером или зубилом метки. На верхнем торце корпуса ЗДО отмечается направление его изгиба.

Для ориентированного спуска бурильной колонны необходима полоска бумаги, длина которой должна быть равна длине окружности замка бурильной трубы. В средней части полоски бумаги ставят метку "0". ЗДО спускают в скважину и устанавливают его на роторе. Непосредственно над ЗДО устанавливают первую бурильную трубу и закрепляют ее машинными ключами. Бумажную ленту прикладывают к замку бурильной трубы таким образом, чтобы метка "0" совпала с меткой на верхнем торце корпуса ЗДО, показывающей направление изгиба его корпуса. Метку на замке первой бурильной трубы переносят на бумажную ленту и под номером "1". ЗДО спускается в скважину на длину первой бурильной трубы. Затем устанавливают вторую бурильную трубу и закрепляют ее машинными ключами. К замку первой бурильной трубы прикладывается бумажная лента, таким образом, чтобы метка "1" совпала с меткой на замке этой трубы. Метку на замке второй бурильной трубы отмечают на бумажной ленте и под номером "2". Указанную последовательность действий повторяют после установки и закрепления машинными ключами каждой бурильной трубы. После спуска ЗДО на забой скважины последнюю метку на бумажной ленте совмещают с меткой на замке верхней бурильной трубы. При этом метка "0" будет указывать направление изгиба ЗДО на забое скважины.

При ориентированном спуске ЗДО с увеличением глубины скважины пропорционально ей растет затрачиваемое время и снижается точность определения положения ЗДО. Поэтому область применения этого метода ограничивается глубинами скважин до 200 м.

Как уже отмечалось, при большой длине бурильной колонны положение ЗДО при бурении становится неустойчивым, для которого характерно существенное отклонение ЗДО от заданной ориентации при небольших начальных возмущениях вращающего момента на долоте, которое определяется следующими переменными во времени и по глубине бурения факторами:

- прочностью горной породы;
- состоянием вооружения долота и калибратора;
- режимом нагружения долота;
- величиной отклоняющей силы.

Причем изменение указанных факторов происходит достаточно быстро, а иногда и внезапно для технолога-оператора.

В случае потери устойчивости скорость поворота ЗДО достигает 12°/мин, а угол его отклонения от заданного положения в окружном направлении может превышать 60° [108].

Восстановление ориентации ЗДО после управляющего поворота верхнего конца бурильной колонны из-за значительной инерции скрученной бурильной колонны происходит с запаздыванием. Поэтому направленная проводка скважины сопровождается моно-

тонным или скачкообразным изменением положения ЗДО. При этом за время восстановления ориентации ЗДО бурение производится в направлении, которое не совпадает с проектным азимутом, что приводит к образованию локальных искривлений ствола и уступов в стенке скважины. Указанные дефекты ствола являются центрами концентрации напряжений в обсадной колонне, интервалами формирования желобных выработок в стенке ствола скважины, что способствует снижению качество крепи скважины.

В целях стабилизации положения ЗДО необходимо предпринимать упреждающее воздействие на технологический процесс в тот момент, когда ЗДО еще не отклонился от заданного направления бурения, но уже имеются признаки потери его устойчивости, которые фиксируются датчиками телесистемы:

- асимметрия крутильных колебаний ЗДО;
- нарушение вибрационного спектра датчика положения ЗДО;
- изменение забойных параметров режима бурения;
- изменение геофизических параметров горных пород;
- изменение вращающего момента на долоте.

Для реализации технологии упреждающего управления необходимо, как минимум, получать с забоя информацию о положении ЗДО в пределах точности датчика положения отклонителя, которая в современных телеметрических системах равна ±1°. При этом, учитывая скорость перемещения ЗДО, информация от забойного модуля телесистемы должна поступать с периодичностью менее 5 сек.

Оценка возможности использования для этой цели гидравлического канала связи (ГКС) связана с обоснованием приемлемого диапазона частот передаваемых импульсов.

Для упрощения решения задачи по оценке возможности ГКС для передачи необходимой информации о положении ЗДО, примем, что информация будет поступать только об изменении его положения.

В работе [107] проведен анализ зависимостей уровня помех, сигналов и затухания сигналов от частоты сигналов, который позволяет оценить возможности передачи информации по ГКС. Из представленного в указанной работе сводного графика уровней помех средних значений величины сигналов в зависимости от частоты, коэффициента затухания следует, что наиболее приемлемая частота передачи с информации с глубины 5000 м, являющейся максимально возможной глубиной управляемого бурения с применением ЗДО, является 0.2 Гц. При этом для кодирования информации о положении ЗДО с точностью 1° необходимо иметь 9-и разрядный код плюс 3-4 разряда для распознавания принадлежности кода определенному параметру, а также вспомогательные разряды на ошибки. Среднее количество разрядов двоичного кода в телесистемах составляет 15-16. Принимая 15 разрядный код и при принятой частоте передачи 0.2 Гц информация с забоя скважины поступит через время (t):

$$t = t_1 + t_2 \qquad (8.17)$$

где t_1 – время прохождения гидравлических импульсов (при скорости прохождения 1250 м/с), с;
t_2 – время передачи информации одного параметра, с.

При 15-и разрядном коде время t будет значительным. Не вдаваясь в виды кодирования информации в различных телесистемах, обратимся к известным данным по обновлению информации о положении ЗДО, например: фирма Geolink – 8.75 с, Schlumberger (Sperry-Sun) – 3.3 с, Eastmen Teleco – 11.25 с. Таким образом, если передавать информацию только о положении ЗДО с точностью датчика, то эта информация будет запаздыв-

вать с учетом времени прохождения гидроимпульсов на 8 с. В тоже время, обновление полного объема информации в телесистемах с ГКС занимает от 30 с до 1450 с.

Таким образом, телеметрические системы с гидравлическим каналом связи не отвечают требованиям ориентированной проводки скважины по технологии упреждающего управления, поскольку не обеспечивают передачу информации с забоя с необходимой для данной технологии скоростью.

Реализация метода упреждающего управления ЗДО позволит повысить качество ствола скважины, что особенно актуально для комбинированной технологии проводки горизонтальных скважины. Минимально необходимые искривленные интервалы ствола скважины, расположенного в надкровельной части вскрываемого продуктивного пласта, позволят получить качественную крепь скважины без заколонных перетоков пластового флюида.

Для проводки горизонтального ствола скважины в пределах продуктивной части пласта малой мощности в целях обеспечения требуемой точности проводки необходимо максимально сократить управление ЗДО с поверхности с помощью бурильной колонны. В зарубежной практике уже применяются телеметрические комплексы, в которых включена система забойного управления ЗДО. В ближайшем будущем забойный комплекс должен быть дополнен забойным регулятором нагрузки на долото и системой ориентирования [91]. Представляется, что количество регистрируемых забойных параметров будет значительно увеличено, в основном за счет введения дополнительных датчиков измерения геофизических данных и параметров режима бурения, что позволить использовать для целей упреждающего управления ЗДО всю совокупность признаков потери его устойчивости. В этой связи к телеметрическим системам будут предъявляться требования по повышению их информативности и энерготехническим возможностям.

Анализируя существующие каналы связи можно утверждать, что наиболее перспективным является электрический канал связи. Пропускная способность электрического канала связи 1 млн. бит/с и более, в то время как гидравлический и электромагнитный каналы имеют пропускную способность 3-7 бит/с.

Известные телесистемы, основанные применении геофизического кабеля, из-за необходимости включения в состав бурильной колонны дополнительных устройств для ввода и защиты геофизического кабеля сужают область применения электрического канала связи, ограничивают возможности технологии направленного бурения. Электрический канал связи, встроенный в бурильную колонну, в процессе бурения обеспечивает надежную связь забойного модуля с наземной аппаратурой независимо от выполняемой технологической операции, вида и качества промывочной жидкости, условий ее циркуляции в скважине. При этом информация передается в реальном масштабе времени и ее объем практически не ограничен. Указанный канал связи выполнен в виде стационарно установленных в каждой бурильной трубе, а также в ведущей трубе электропроводящих секций и токосъемника, расположенного между ведущей трубой и вертлюгом. Процесс наращивания бурильной колонны осуществляется обычным образом. При бурении, как в режиме вращения, так и скольжения бурильной колонны обеспечивается постоянная передача забойной информации оператору (патент РФ на полезную модель № 60619).

Таким образом, на основании вышесказанного можно сделать следующие выводы, относящиеся к технологии направленного бурения ЗДО с использованием телесистемы.

1. Процесс направленного бурения сопровождается отклонением ЗДО от заданного положения при наращивании бурильной колонны и потери устойчивости самого ЗДО на проектной траектории в процессе бурения.

2. Восстановление ориентации ЗДО посредством поворота бурильной колонны происходит с запаздыванием, что приводит к нарушению проектного профиля скважи-

ны, образованию локальных искривлений ствола.

3. В целях стабилизации положения ЗДО в процессе бурения необходимо осуществлять упреждающее воздействие на режим бурения в целях обеспечения устойчивости ЗДО.

4. Для реализации технологии упреждающего управления ЗДО необходимо получать информацию от забойных датчиков телесистемы в режиме реального времени.

5. Для существенного повышения точности направленного бурения необходимо принципиально изменить схему управления ЗДО, включив в состав КНБК устройство для его управления на забое.

8.2. Технология направленного бурения электробуром

КНБК для бурения электробуром в общем виде включает: долото, калибратор, электробур с редуктором-вставкой и механизмом искривления секций, телеметрическую систему СТЭ или устройство контроля изоляции системы «электробур-токопровод» типа УКИ, УБТ.

Основной объём бурения наклонно направленных скважин с применением электробура осуществлялся на нефтяных месторождениях Юго-Восточного склона Русской платформы. Для электробурения скважин в горно-геологических условиях данного региона под каждую обсадную колонну были разработаны соответствующие КНБК [34].

Бурение вертикального ствола под кондуктор производили КНБК: долото диаметром 295.3 мм, калибратор диаметром 293.7 мм, электробур Э-240, центратор диаметром 280 мм, УБТ диаметром 178 мм и длиной не менее 25 м.

Для бурения вертикального ствола под эксплуатационную колонну предусмотрена КНБК: долото диаметром 215.9 мм, калибратор диаметром 212.7 мм, электробур Э-190 (Э185), центратор диаметром 208 мм, УБТ диаметром 178 мм и длиной не менее 25 м.

Для искривления ствола в зависимости от назначения ствола (под кондуктор или эксплуатационную колонну) и величины зенитного угла применяют различные КНБК:

а) при бурении под кондуктор:

- с зенитными углами до 15° - долото диаметром 295.3 мм, калибратор диаметром 293.7 мм, электробур Э-240 с механизмом искривления, телеметрическая система;

- с зенитными углами более 15° - долото диаметром 295.3 мм, калибратор диаметром 293.7 мм, электробур Э-240, телеметрическая система УБТ диаметром 178 мм длиной 8-10м;

б) при бурении под эксплуатационную колонну с зенитным углом более 15° - долото диаметром 215.9 мм, удлинитель (технологический переводник диаметром 146 мм) длиной 500 мм, калибратор диаметром 215.9 или 214.3 мм, стабилизатор СН-210 (конструкция БашНИПИ-нефть), электробур Э-190 (Э185), телесистема, УБТ диаметром 178 мм и длиной не менее 25 м. При применении данной КНБК достигается интенсивность увеличения зенитного угла, равная 4-5°/100м. Для получения интенсивности 1-2°/100м используется КНБК: долото диаметром 215.9 мм, калибратор диаметром 215.9, удлинитель длиной 500 мм, стабилизатор СН-210, электробур Э-190 (Э-185), телесистема, УБТ диаметром 178 мм и длиной 25-50 м.

Бурение наклонно прямолинейного интервала ствола под эксплуатационную колонну производится с использованием КНБК: долото диаметром 215.9 мм, удлинитель длиной 500 мм, стабилизатор СН-210, электробур Э-190 (Э-185), УБТ диаметром 178 мм и длиной не менее 25 м.

На участке регулируемого уменьшения зенитного угла при бурении под эксплуата-

ционную колонну применяется КНБК: долото диаметром 215.9 мм, удлинитель длиной 500 мм, калибратор ЦРП-214 (конструкция БашНИПИнефть), электробур Э-190 (Э-185), УБТ диаметром 178 мм и длиной не менее 25 м.

Выбор электробура осуществляется в зависимости от типоразмера долота.

При бурении электробуром режим работы долота контролируется на оснований показаний индикатора веса бурильной колонны, индикатора мощности на долоте, амперметра, по которому контролируется предельно допустимое (по нагреву турбобура) значение силы потребляемого тока. При нормальном ходе бурения изменение величины осевой нагрузки на долото сопровождается пропорциональным изменением мощности, потребляемо долотом. Нарушение этого соответствия, например, скачкообразное увеличение мощности при плавном повышении величины осевой нагрузки или нулевое показание индикатора мощности при наличии нагрузки на долото по индикатору веса, указывает на зависание бурильной колонны.

В табл. 8.5 приведены значения интенсивности увеличения зенитного угла при бурении электробуром-отклонителем с углом перекоса механизма искривления - 1°.

ТАБЛИЦА 8.5

ИНТЕНСИВНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА ПРИ БУРЕНИИ ЭЛЕКТРОБУРОМ-ОТКЛОНИТЕЛЕМ

Диметр долота, мм	КНБК	Средняя интенсивность, °/10м	Доверительный интервал интенсивности, °/10м
190.5	Электробур Э-164, механизм искривления МИ164-1В5	1.40	±0.25
	Электробур Э-164, механизм искривления МИ164-1В5, калибратор К-190.5	1.15	±0.35
215.9	Электробур Э-185, механизм искривления МИ185-1В5	1.35	±0.35
	Электробур Э-185, механизм искривления МИ185-1В5, калибратор К-214.9	1.20	±0.30
295.3	Электробур Э-240, механизм искривления МИ240-1В5	1.10	±0.40

В табл. 8.6 приведены значения интенсивности естественного уменьшения зенитного угла в зависимости от величины зенитного угла в интервале бурения КНБК с электробуром Э-185 и долотом диаметром 215.9 мм (без применения механизма искривления и специальных технических средств).

ТАБЛИЦА 8.6

ИНТЕНСИВНОСТЬ ЕСТЕСТВЕННОГО УМЕНЬШЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ГЛУБИНОЙ

Интервал изменения зенитного угла, °	Средняя интенсивность уменьшения зенитного угла с глубиной, °/100м	Доверительный интервал интенсивности, °/100м
0-5	0.75	±0.50
5-10	1.80	±0.75
10-15	2.75	±1.25
15-20	3.60	±1.75

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл. 8.6

20-25	4.50	±2.00
25-30	5.50	±2.50
30-35	6.50	±3.20

8.3. Шарнирные КНБК для направленного бурения забойным двигателем

Шарнирная отклоняющая (рис. 8.8) КНБК включает долото 1, калибратор 2, упругий центратор 3, направляющую штангу 4, шарнирную муфту 5, установленную между валом забойного двигателя 6 и направляющей штангой 4, а также децентратор 7, расположенный в нижней части забойного двигателя 6.

Диаметр упругого центратора 3 на 10÷15% больше диаметра долота 1.

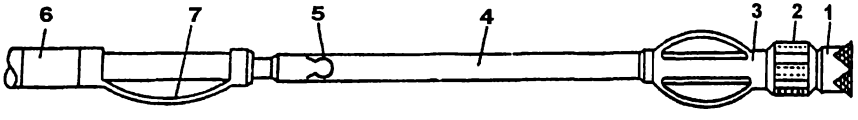


Рис. 8.8. Шарнирная отклоняющая КНБК

Расчётная интенсивность искривления ствола скважины при бурении шарнирной отклоняющей КНБК определяется по формуле [97]:

$$i = \frac{1800 \cdot (D_c - d_т)}{\pi \cdot L \cdot l}, \qquad (8.18)$$

где i – интенсивность увеличения зенитного угла, град./10м.
D_C – диаметр ствола скважины, м
$d_Т$ – диаметр забойного двигателя, м;
L – расстояние от центра шарнира до торца долота, м;
l - расстояние от центра шарнира до центра упругого центратора, м.

Для решения задач по стабилизации и малоинтенсивного увеличения зенитного угла при неориентированном бурении разработаны соответствующие шарнирные КНБК (рис. 8.9) [97].

Шарнирная КНБК типа А обеспечивает стабилизацию зенитного угла при выполнении следующих соотношений:

$$D_0 \langle D_K \langle D$$
$$\frac{D_0 - d_т}{D_c - d_т} = \frac{l}{L}, \qquad (8.19)$$

где D_0 – диаметр опорного элемента, м;
L – расстояние от центра шарнира до рабочего торца долота, м;
l - расстояние от центра шарнира до опорного элемента, м;
D_C – диаметр ствола скважины, м.

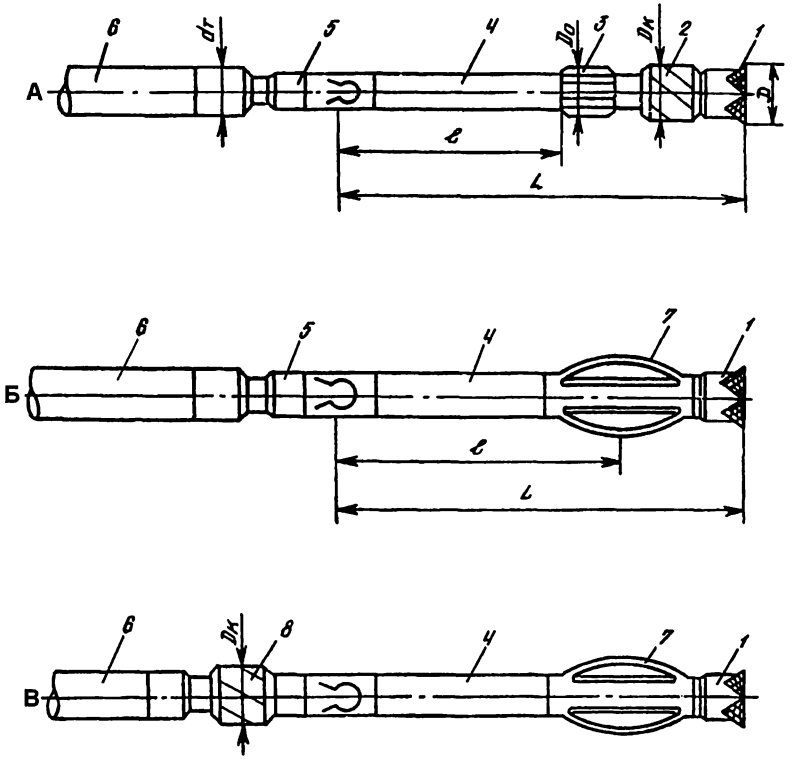


Рис. 8.9. Шарнирные КНБК для стабилизации и увеличения зенитного угла. 1 – долото; 2 –наддолотный калибратор; 3 – опорный элемент; 4 – вал; 5 – шарнирная муфта; 6 – забойный двигатель; 7 – упругий центратор; 8 – калибратор.

Шарнирная КНБК типа Б в отличие от типа А включает упругий центратор, диаметр которого на 10 мм больше номинального диаметра долота. Данная КНБК обладает хорошей проходимостью через резко искривленные участки ствола скважины и при бурении горизонтального ствола обеспечивает сохранение азимутального направления при увеличении зенитного угла с интенсивностью, определяемой по формуле (8.18).

Шарнирная КНБК типа В дополнительно снабжена калибратором, который установлен на валу забойного двигателя непосредственно над шарнирной муфтой. Данная КНБК предназначена для стабилизации направления бурения в изменяющихся горно-геологических условиях.

В случаях, когда искривленный участок ствола скважины позволяет пропускать жёсткие КНБК, то для стабилизации и увеличения зенитного угла могут быть использованы КНБК без шарнирной муфты (рис. 8.10).

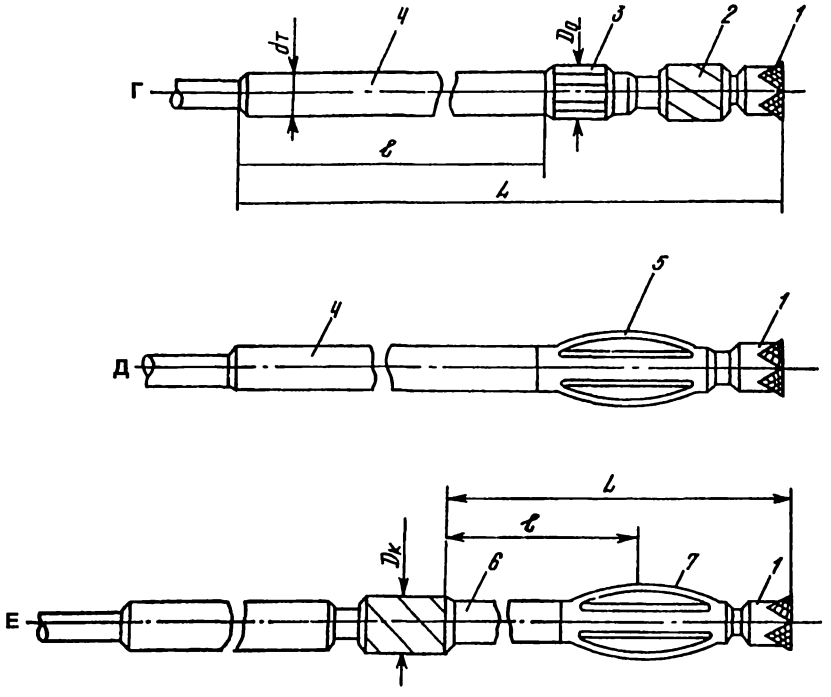


Рис. 8.10. Жёсткие КНБК для стабилизации и увеличения зенитного угла

Жёсткая КНБК типа Г содержит долото 1, наддолотный калибратор 2, забойный двигатель 4 с центратором 3 в нижней части шпинделя. Диаметр центратора 3 при бурении долотом диаметром 295.3 мм – 280-285 мм, а при бурении долотом 215.9 мм – 212-214 мм. Данная КНБК предназначена для стабилизации зенитного угла при сохранении номинального диаметра ствола скважины в процессе бурения.

В жесткой КНБК типа Д вместо центратора 3 в нижней части шпинделя устанавливается упругий центратор забойного двигателя 5, диаметр которого больше номинального диаметра долота на 10%.

Жёсткая КНБК типа *Е* включает долото 1, упругий центратор 7, вал 6, установленный на валу забойного двигателя калибратор. Данная КНБК предназначена для стабилизации зенитного угла и азимута ствола скважины при выполнении условия:

$$\frac{D_c - D_к}{L} = \frac{\delta}{L - l}, \qquad (8.20)$$

где D_C – диаметр ствола скважины, м.
D_K – диаметр калибратора, м;
δ – радиальный зазор в опорах упругого центратора, м.

Обозначения параметров L и l соответствуют указанным на рис. 8.10.

Для уменьшения зенитного угла ствола скважины предназначены КНБК, показанные на рис. 8.11.

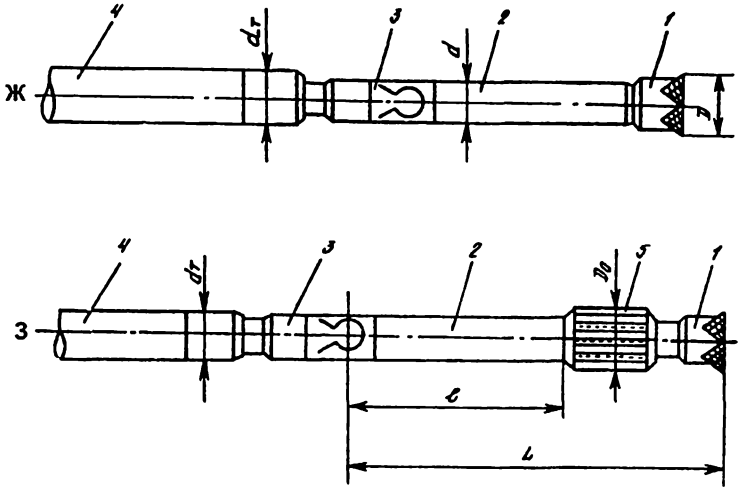


Рис. 8.11. Шарнирные КНБК для уменьшения зенитного угла

Шарнирная КНБК типа Ж предназначена для интенсивного снижения зенитного угла ствола скважины и включает долото 1, вал 2, шарнирную муфту 3 и забойный двигатель 4.

Интенсивность уменьшения зенитного угла при бурении КНБК типа Ж может быть рассчитана по формуле [97]:

$$i = \frac{1800}{\pi} \cdot \left(\frac{\sqrt{D_c - d} + \sqrt{2 \cdot D_c - d_T - d}}{L} \right)^2 \qquad (8.21)$$

где i - интенсивность уменьшения зенитного угла, град/10м;
D_C – диаметр ствола скважины, м.
d_T – диаметр забойного двигателя, м;
d – диаметр шарнирной муфты, м;
L – расстояние от центра шарнира до рабочего торца долота, м.

Для малоинтенсивного уменьшения зенитного угла может быть использована КНБК типа З (рис. 8.11), которая включает долото 1, опорной элемент 5, вал 2, шарнирную муфту 3 и забойный двигатель 4.

Для расчёта интенсивности уменьшения зенитного угла при использовании шарнирной КНБК типа З используется формула [97]:

$$i = \frac{1800}{\pi} \cdot \left(\frac{D_0 - d_T}{l \cdot (L - l)} - \frac{D_c - d_T}{L \cdot (L - l)} \right), \qquad (8.22)$$

где i - интенсивность уменьшения зенитного угла, град/10м;
D_C – диаметр ствола скважины, м.
D_O – диаметр опорного элемента, м.

d_T – диаметр забойного двигателя, м;
l – расстояние от центра шарнира до опорного элемента, м;
L – расстояние от центра шарнира до рабочего торца долота, м.

Шарнирные КНБК применялись при бурении наклонных и горизонтальных скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

8.4. Выбор и применение компоновок низа бурильной колонны

8.4.1. Общие положения

Конструирование КНБК включает этапы.

1. Определение типа КНБК (по способу бурения и количеству центраторов).
2. Выбор элементов КНБК (типа забойного двигателя, УБТ, калибратора и центраторов).
3. Расчет и оптимизация размеров КНБК.
4. Анализ устойчивости КНБК на проектной траектории.
5. Корректирование расчетных размеров КНБК (по конструктивным характеристикам элементов КНБК).

При конструировании КНБК необходимо учитывать следующие технологические требования:

- точность проводки участка профиля скважины;
- устойчивость на проектной траектории;
- формирование плавной траектории бурения без локальных искривлений и уступов в стенке ствола скважины;
- возможность создания оптимальных режимных параметров бурения;
- прохождение через искривленные участки ствола скважины и по обсадной колонне под собственным весом;
- минимальные гидравлические сопротивления;
- предупреждение накопления шлама в месте расположения КНБК;
- безопасность при бурении осложненных интервалов скважины;
- сборка КНБК должна производиться на буровой с использованием имеющихся на ней технических средств.

8.4.2. Выбор типа КНБК

При конструировании стабилизирующих КНБК следует стремиться к использованию одноцентраторной схемы, которая, по сравнению с многоцентраторными, обладает следующими преимуществами:

- минимальные гидравлические сопротивления;
- минимальные силы трения при спуско-подъемных операциях;
- снижение рисков при бурении с сложных горно-геологических условиях.

К недостаткам одноцентраторной КНБК относятся:

- высокое контактное давления центратора на стенку скважины;
- жесткая взаимосвязь размеров (длина направляющей секции и диаметр центратора);
- низкая, по сравнению с многоцентраторными КНБК, устойчивость на проектной траектории.

Высокое контактное давление центратора на стенку ствола скважины способствует интенсивному изнашиванию его опорных элементов при бурении в абразивных горных породах и их внедрение в стенку скважины в мягком неустойчивом разрезе. В обоих случаях нарушается работа КНБК, что приводит к отклонению фактического профиля скважины от проекта.

При одинаковой нагрузке на долото для каждого значения зенитного угла может быть найдена единственная оптимальная длина направляющей секции одноцентраторной КНБК и соответствующий ей диаметр центратора. Указанное обстоятельство усложняет конструирование одноцентраторных КНБК с оптимальными размерами на базе забойных двигателей, особенно при использовании стационарных центраторов.

Например, на турбобуре диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм стационарный центратор может быть установлен только в нижней или верхней части шпинделя. При этом разница между крайними положениями центратора составляет 3 м и более. Если расчетная длина направляющей секции одноцентраторной стабилизирующей КНБК меньше длины шпинделя с долотом, то центратор обычно устанавливают в нижней части шпинделя, а между валом и наддолотным калибратором размещают дополнительный переводник. При такой конструкции КНБК существенно увеличивается нагрузка на радиально-осевые опоры шпинделя.

Таким образом, учитывая отмеченные достоинства и недостатки одноцентраторной КНБК, её целесообразно использовать при бурении:

- в горных породах, не вызывающих интенсивного искривления ствола скважины;
- прихватоопасных интервалов;
- интервалов, сложенных плотными, устойчивыми горными породами;
- при бурении забойными двигателями с передвижными центраторами и роторным способом.

Областью применения многоцентраторных стабилизирующих КНБК является:

- бурение интервалов горных пород, в которых наблюдается или возможно нарушение проектного профиля скважины;
- бурение протяженных участков профиля, требующих высокой точности проводки, например, бурение тангенциального участка скважины с большим смещением забоя от вертикали;
- в абразивных и мягких горных породах для снижения силы давления нижнего центратора на стенку скважины.

Для проводки ствола скважины с зенитным углом менее 45° целесообразно использовать двухцентраторные искривляющие КНБК, а при зенитном углах скважины более 45° - одноцентраторные. Если расчетная интенсивность искривления и проходка на долото такие, что зенитный угол за одно долбление увеличивается незначительно (не более 3÷5°), то возможно использование для стабилизации кривизны скважины при зенитных углах менее 45° одноцентраторные КНБК.

8.7.3. Выбор элементов КНБК

При выборе типа забойного двигателя или УБТ при роторном способе бурения рекомендуется придерживаться приведенных в табл. 8.7 рациональных сочетаний диаметров долота, забойных двигателей и УБТ. Данные табл. 8.7 соответствуют многолетнему зарубежному и отечественному опыту конструирования и применения КНБК при бурении скважин на нефть и газ.

ТАБЛИЦА 8.7
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СОЧЕТАНИЯ ДИАМЕТРА ДОЛОТА УБТ И ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Долото	УБТ	Турбобур	Винтовой забойный двигатель
120.6	95	105	95, 105, 106, 108
139.7	95, 108	105, 127	95, 105, 106, 108, 120
152.4	95, 108	127	105, 106, 108, 120, 127
158.7	108	127	127, 145
190.5	108, 146	164, 172	145, 155, 172
215.9	149, 178	172, 178, 195	155, 172, 195
244.5	178	172, 178, 195	195
269.9	178, 203	195, 240	195, 240
295.3	178, 203	240	195, 240
311.1	203, 229	240	240
320.0	203, 229, 254	240	240
393.7	203, 229, 254	240	240

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных непосредственно над УБТ, к диаметру последних должно составлять не менее 0.75. Если для проектируемой КНБК оно меньше, чем 0.75, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр наддолотного участка УБТ (1-я секция УБТ) должен соответствовать табл. 8.7.

Рекомендуемые сочетания диаметров бурильных труб и УБТ приведены в табл. 8.8. При выборе забойного двигателя и УБТ следует учитывать также и их жесткостные параметры, учитывая при этом, что при увеличении жесткости забойного двигателя и УБТ на изгиб повышается устойчивость КНБК на проектной траектории. Если горно-геологические условия способствуют интенсивному отклонению траектории бурения от проектного профиля ствола скважины, то в этом случае следует использовать забойный двигатель с максимальным диаметром в соответствии с рекомендациями табл. 8.7.

ТАБЛИЦА 8.8
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СОЧЕТАНИЯ ДИАМЕТРА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И УБТ

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Бурильной трубы	УБТ	Бурильной трубы	УБТ
60	73	114	146
64	73	127	146
73	89	129	146
89	108	140	146, 178
93	108, 120	147	178, 189
102	120, 133	168	189, 203
108	133	170	219, 229

При выборе способа бурения кроме технико-экономических факторов следует учитывать, что роторные КНБК по сравнению с КНБК на основе забойных двигателей значительно технологичнее и надежнее в эксплуатации, устойчивее на проектной траектории.

Для обеспечения качественной формы ствола скважины необходимо:

- применять калибраторы со спиральными лопастями;
- при использовании калибраторов с прямыми лопастями следует учитывать, что количество последних должно быть больше, чем шарошек у долота;
- длина ($L_К$) лопасти калибратора должна удовлетворять соотношению

$$L_к \geq (1.5 \div 2.0) \cdot D_д , \qquad (8.23)$$

где $D_Д$ - диаметр долота, мм.

При бурении в горных породах, способствующих сальникообразованию на элементах КНБК, рекомендуется использовать ОЦЭ с прямыми или спиральными лопастями с коэффициентом ($К_{ПЕР}$) перекрытия проходного сечения канала между лопастями (проходное сечение канала «в свету») менее 75%.

КНБК для роторного способа бурения оснащаются центраторами стационарного типа, которые устанавливаются между секциями УБТ. По основным конструктивным характеристикам отечественные центраторы для роторного способа бурения совпадают с калибраторами. Отличие заключается в размерах присоединительных резьб. Некоторые виды центраторов, применяемые при бурении роторным способом, отличаются от калибраторов формой выполнения опорных лопастей. За рубежом при роторном бурении используются различные конструкции центраторов со сменными лопастями, а также центраторы с регулируемым на забое диаметром.

Для забойных двигателей изготовляются стационарные, а также передвижные центраторы, которые в отличие от стационарных могут быть установлены практически в любом месте на корпусе забойного двигателя. Стационарные центраторы бывают межсекционные и шпиндельные, размещаемые в нижней части корпуса шпинделя. Для забойных двигателей диаметром 172 и 240 мм с долотами диаметром 215.9 и 295.3 мм соответственно отечественной промышленностью изготовляются передвижные центраторы, а для забойных двигателей диаметром 195 мм - только центраторы стационарного типа. В комплект винтовых забойных двигателей, которые предназначены для наклонно направленного и горизонтального бурения, входят корпусные или межсекционые центраторы.

Если в интервале применения КНБК на основе забойного двигателя ожидаются осложнения в виде прихватов, затяжек бурового инструмента и накопления шлама на элементах КНБК, то следует использовать центраторы стационарного типа, которые по сравнению с передвижными центраторами обладают большей надежностью и прочностью, а диаметр их корпуса равен диаметру корпуса забойного двигателя. Последнее существенно улучшает очистку ствола скважины в месте расположения КНБК и уменьшает гидравлические сопротивления.

Размеры рабочих лопастей опорно-центрирующих элементов КНБК необходимо определять с учетом предельной силы давления на стенку скважины.

8.4.4. Расчет оптимальных размеров КНБК

Оптимальные размеры КНБК определяются на ПЭВМ с помощью программ "Оптимальная КНБК" [73], а анализ ее устойчивости на проектной траектории производится с использованием программы "КНБК" [72] или их аналогов.

При расчете оптимальных размеров КНБК с одним центратором исходными данными для расчета являются следующие параметры: диаметр долота, наружный диаметр УБТ или забойного двигателя, жесткость на изгиб забойного двигателя, внутренний диаметр УБТ, вес одного метра УБТ или забойного двигателя, плотность промывочной жидкости, осевая нагрузка на долото,кривизна и зенитный угол ствола скважины.

При определении оптимальных размеров КНБК с двумя центраторами необходимо задать величину диаметра каждого центратора или расстояния между центраторами и длину направляющей секции КНБК, т. е. длину каждой секции КНБК. В первом случае рассчитывается расстояние между центраторами и длина направляющего участка КНБК, при которых выполняется принятый критерий оптимизации, а во-втором – соответствующий критерию оптимизации диаметр каждого центратора. При расчете оптимальной КНБК с тремя центраторами необходимо дополнительно задать расстояние между верхними центраторами или величину диаметра верхнего центратора.

При подготовке исходных данных для расчета оптимальных размеров КНБК следует учитывать как способ бурения, так и конструкцию центраторов и забойного двигателя.

При роторном способе бурения достаточно просто реализовать практически любой вариант расчетных размеров КНБК, так как в мастерских бурового предприятия можно изготовить секции УБТ необходимой длины. Если используется забойный двигатель с передвижными центраторами, то как и при роторном способе бурения, центратор можно установить в любом месте на его корпусе.

Место установки центраторов стационарного типа жестко определяется конструкцией как самого забойного двигателя, так и конструкцией центратора. Например, межсекционные центраторы могут располагаться только между секциями забойного двигателя, для которого они предназначены, нижний центратор - только в нижней части корпуса шпинделя забойного двигателя.

Таким образом, если используется забойный двигатель со стационарными центраторами, то при расчете оптимальных размеров КНБК целесообразно задавать расстояния между центраторами. При этом указанные расстояния будут равны длине секций забойного двигателя, включая длину самого центратора. Для роторного способа бурения при расчете оптимальных размеров КНБК можно задавать или расстояния между центраторами или их диаметр.

Для КНБК с одним центратором решение находится практически для всех вариантов исходных данных. Что же касается КНБК с двумя и тремя центраторами, то для нахождения оптимальных размеров необходимо задать или значения диаметра центраторов или длину каждого участка КНБК. При этом могут быть заданы такие исходные величины указанных параметров КНБК, при которых оптимальные размеры не могут быть найдены вообще. Поэтому при расчете оптимальных размеров КНБК целесообразно при вводе исходных данных для расчета придерживаться следующих рекомендаций.

1. Длина направляющей секции должна быть меньше длины жесткого звена, а длина верхних секций - длины упругого звена КНБК.

2. При расчете КНБК, включающих долото диаметром от 161 до 295.3 мм разница между диаметром долота и нижнего центратора должна составлять 0.1÷4.0 мм.

3. Шаг изменения диаметра центраторов, расположенных над нижним центратором не рекомендуется задавать меньше 1 мм, а шаг изменения расстояния между ними меньше 1 м.

4. Интервал изменения расстояния между центраторами целесообразно выбирать в пределах от 2 до 24 м.

5. Шаг изменения расстояния от долота до нижнего центратора должен находиться в интервале 0.25÷1.0 м.

6. При расчете многоцентраторных искривляющих КНБК радиус (R) кривизны должен быть больше рассчитанного по формуле:

$$R = \frac{L_1^2}{4 \cdot \left(2D_д - D_ц - d\right)}, \tag{8.24}$$

где L_1 - максимальная длина секции КНБК, м;
$D_д$ – диаметр долота, м
d – диаметр корпуса забойного двигателя или УБТ (при роторном способе бурения), м;
$D_ц$ – диаметр центраторов, установленных на концах секций, м.

Расчет минимального радиуса кривизны скважины по формуле (8.24) производится в том случае, когда задаются длина секций КНБК, а не диаметр ОЦЭ.

8.4.5. Выбор варианта расчетных размеров и анализ устойчивости КНБК на проектной траектории

При выборе для конструирования КНБК варианта расчетных размеров, полученного с использованием программы "Оптимальная КНБК", следует учитывать следующие факторы, определяющие конструкцию КНБК и технологию бурения.

1. Физико-механические свойства разбуриваемой горной породы.
2. Способ бурения.
3. Тип забойного двигателя.
4. Вид и интенсивность воздействия на работу КНБК дестабилизирующих факторов.
5. Наличие в интервале бурения КНБК горных пород, вызывающих изменение проектной траектории ствола скважины.

Для бурения интервалов, включающих пласты горных пород, способствующих нарушению проектного профиля скважины, целесообразно для конструирования стабилизирующих КНБК с двумя цетраторами выбирать варианты с минимальной длиной верхней секции, а при бурении устойчивых неабразивных горных пород - с минимальной длиной направляющей секции.

Варианты оптимальных размеров КНБК необходимо проверить на устойчивость с использованием программы "КНБК". Для конструирования КНБК следует выбирать те расчётные варианты размеров, для которых при изменении показателей назначения установлен максимальный рост отклоняющей силы на долоте, направленной в сторону восстановления проектной траектории.

Условия реальной скважины не всегда соответствуют расчетной схеме работы КНБК. Например, из-за эрозии стенки диаметр ствола скважины увеличивается, а при бурении в мягких, пластичных горных породах лопасти центратора внедряются в стенку скважины. Кроме того, в процессе бурения и спуско-подъемных операций изнашиваются рабочие поверхности центратора. В процессе бурения на КНБК одновременно действует весь комплекс дестабилизирующих факторов, выделить какой-нибудь один из них весьма сложно. Поэтому при конструировании КНБК следует ориентироваться, прежде всего, на те дестабилизирующие факторы, которые преобладают в данном конкретном регионе.

Основные положения проектирования КНБК для разных геологических условий заключаются в следующем.

1. Рассчитывается несколько вариантов оптимальных КНБК с учётом заданных технических условий.

2. Выявляются доминирующие дестабилизирующие факторы конкретного региона с определёнными геологическими условиями.

3. Определяется интенсивность воздействия выявленных факторов на КНБК.

4. Расчитывается показатель устойчивости для каждого варианта КНБК в условиях действия доминирующих дестабилизирующих факторов.

5. Определяются размеры наиболее устойчивой к анализируемому фактору оптимальной КНБК с учетом технических возможностей её сборки.

Если используется забойный двигатель, вал шпинделя которого имеет радиальный люфт, то в пределах деформации вала, ограниченной радиальным люфтом, жесткость нижней части КНБК равна жесткости вала шпинделя, которая значительно меньше жесткости корпуса шпинделя. Поэтому КНБК на основе забойного двигателя являются сложной составной системой, у которой корпус и вал в пределах радиального зазора не связаны жёстко между собой. По этой причине КНБК на основе забойного двигателя при наличии радиального люфта вала неустойчивы на проектной траектории. В процессе бурения наклонного ствола скважины вал с долотом и калибратором фрезеруя стенку ствола скважины будет перемещаться вниз на величину радиального зазора между опорами вала и корпуса. При данной схеме работы КНБК ствол скважины под действием динамических сил, действующих на долото и калибратор, будет интенсивно искривляться до тех пор, пока изгиб вала не будет ограничен радиальными опорами шпинделя. Такое положение будет определять максимальную интенсивность искривления скважины. Возможность компенсировать радиальный люфт вала шпинделя забойного двигателя за счёт увеличения диаметра нижнего центратора ограничивается диаметром долота. В оптимальных стабилизирующих КНБК диаметр центратора близок к диаметру долота, поэтому такие КНБК неустойчиво ведут себя на проектной траектории при наличии радиального люфта вала шпинделя забойного двигателя.

При выборе варианта расчетных размеров для конструирования КНБК следует учитывать следующее:

1. Чем больше длина направляющей секции КНБК, тем выше ее устойчивость на проектной траектории при увеличении диаметра скважины, и изнашивании нижнего центратора.

2. С увеличением зенитного угла увеличивается степень влияния дестабилизирующих факторов на работу КНБК.

3. При увеличении диаметра скважины одноцентраторные и многоцентраторные КНБК работают в направлении уменьшения показателя назначения – стабилизации зенитного угла и интенсивности его увеличения.

4. При изнашивании только нижнего центратора стабилизирующей и искривляющей КНБК уменьшается соответственно зенитный угол и интенсивность его увеличения.

5. При уменьшении по отношению к расчетному значению только диаметра верхнего центратора стабилизирующая КНБК стремится увеличить зенитный угол, а искривляющая КНБК - кривизну скважины.

6. При равномерном изнашивании верхнего и нижнего центраторов устойчивость КНБК выше, чем при изнашивании только верхнего или только нижнего центраторов, а с увеличением, длины направляющей и промежуточной секций КНБК повышается её устойчивость на проектной траектории.

7. При бурении забойным двигателем основным фактором, дестабилизирующим её работу, является радиальный люфт вала шпинделя. Чем меньше длина направляющей секции КНБК, тем сильнее влияние радиального люфта вала забойного двигателя на работу КНБК.

8. Стабилизирующие КНБК с двумя центраторами неустойчивого типа при размещении их в стволе скважины с зенитным углом, который больше или меньше расчетного угла стабилизации при дальнейшем бурении будут соответственно увеличивать и уменьшать зенитный угол скважины, причем кривизна скважины будет увеличиваться при увеличении разницы между текущим и расчетным зенитными углами скважины.

9. При короткой направляющей секции двухцентраторной КНБК незначительное увеличение диаметра скважины или уменьшении диаметра нижнего центратора приводит к изменению схемы взаимодействия КНБК со стволом скважины. Нижний центратор при этом не опирается на стенку скважины. В этом случае жесткие КНБК работают как гибкие ("маятниковые"), что производит к уменьшению зенитного угла ствола скважины.

10. Снизить влияние динамических сил, вызывающих отклонение ствола скважины от проектного направления можно за счет:

- устранения или минимизации радиального люфта вала шпинделя забойного двигателя.
- использования наддолотных калибраторов с диаметром равным или превышающим диаметр долота.
- снижения эрозии стенки скважины в месте расположение наддолотного калибратора.

8.4.6. Корректирование размеров КНБК

Схема КНБК с двумя центраторами приведена на рис. 8.12.

При использовании передвижных центраторов место установки (расстояние от торца наддолотного переводника вала шпинделя до центратора) нижнего центратора на корпусе забойного двигателя определяется из выражения:

$$H_3 = L - H_1 - H_2 - H_4 \,, \qquad (8.25)$$

где H_3 - расстояние от нижнего торца наддолотного переводника вала шпинделя забойного двигателя до центратора, м;
L – расчётная длина направляющей секции (от торца долота до верхнего торца нижнего центратора), м;
H_1 - высота долота, м;
H_2 - длина наддолотного калибратора, м;
H_4 - длина центратора, м.

Расстояние между центраторами равно:

$$L_{1ц} = L_1 - H_4 \,, \qquad (8.26)$$

где $L_{1ц}$ расстояние между торцами соседних центраторов, м;
L_1 - расчетное расстояние между центраторами, м.

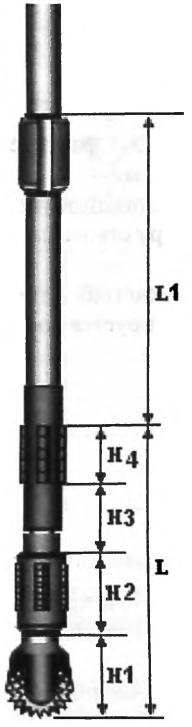


Рис. 8.12. Расчётная схема КНБК с двумя центраторами

Допустимое отклонение фактической длины направляющего участка КНБК от расчетного значения до -5%.

$$L_{\Phi} = 0.95 \cdot L, \tag{8.27}$$

Допустимое отклонение фактического расстояния ($L_{1\Phi}$) между центраторами до +10%.

$$L_{1\Phi} = 1.10 \cdot L_1, \tag{8.28}$$

где L_{Φ} - фактическое расстояние между верхними торцами соседних центраторов, м.

Расчетные размеры КНБК соответствуют номинальному диаметру скважины.

При несовпадении фактического диаметра ствола скважины с номинальным значением расчетные параметры КНБК подлежат корректированию. Корректирование расчетных размеров производится на основании результатов измерения фактического диаметра ствола скважины.

Компенсация влияния увеличения или уменьшения диаметра ствола скважины осуществляется за счет изменения длины направляющей или верхней секции КНБК.

Увеличение (уменьшение) диаметра ствола скважины учитывается коэффициентом "С":

$$C = \frac{D_{\Phi}}{D_{H}}, \tag{8.29}$$

где D_{Φ}, $D_{\text{Н}}$ - фактический и номинальный диаметр диаметра ствола скважины соответственно, м.

$C>1$ - соответствует увеличенному диаметру ствола скважины, а $C<1$ - уменьшенному диаметру ствола скважины.

Расчётная длина направляющей и верхней секции КНБК с двумя центраторами корректируется соответствующим коэффициентом C_1 или C_2 (табл. 8.9).

$$C_1 = \frac{L_K}{L}; \tag{8.30}$$

$$C_2 = \frac{L_{1K}}{L_1}; \tag{8.31}$$

где L, L_1 - расчетная длина направляющей и верхней секции КНБК, соответственно, м;
$L_{\text{К}}$, $L_{1\text{К}}$ - уточнённая длина направляющей и верхней секции КНБК, соответственно, м.

Уточненные длины секций КНБК могут быть найдены из соотношений:

$$\begin{aligned} L_K &= C_1 \cdot L \\ L_{1K} &= C_2 \cdot L_1 \end{aligned} \tag{8.32}$$

Корректированию подлежит либо расчетная длина (L) направляющей, либо длина (L_1) верхней секции КНБК.

Значения коэффициентов C_1 и C_2 приведены в табл. 8.9.

При использовании стационарных центраторов корректирование расчетной длины направляющей секции КНБК целесообразно производить за счет установки между валом шпинделя и наддолотным калибратором переводника необходимой длины. Корректирование длины верхней секции производится только при использовании передвижных центраторов и при роторном способе бурения.

ТАБЛИЦА 8.9

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ C_1 И C_2 ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА С

Долото диаметром 215.9 мм					Долото диаметром 295.3 мм					
Кривизна град/100м	α, град.	С			Кривизна град/100м	α, град	С			
		1.005	1.010	1.014			1.007	1.013	1.020	1.030
Коэффициент C_1										
1	10-20	0.95	0.91	0.82	1	10-20	0.97	0.94	0.90	0.85
1	20-40	0.93	0.88	0.80						
2	10-20	0.89	0.76		2	10-25	0.94	0.91	0.87	0.83
2	20-40	0.93	0.81	0.70						
3	20-30	0.75			3	10-25	0.89	0.86	0.84	
3	30-40	0.90								
0	10-20	0.97	0.94	0.90	0	10-15	0.98	0.97	0.95	0.93
0	20-30	0.98	0.95	0.92	0	15-20	0.97	0.96	0.93	0.90
0	30-40	0.98	0.95	0.91	0	20-25	0.98	0.95	0.93	0.90
Коэффициент C_2										
1	10-15	1.008	1.016	1.033	1	10-20	1.03	1.05	1.09	1.10
1	15-30	1.026	1.052	1.078						
2	15-25	1.050	1.090	1.110	2	10-25	1.08	1.12	1.14	1.16
2	25-40	1.030	1.050	1.077						
0	10-20	1.020	1.030		0	10-20	1.02	1.04	1.05	1.06
0	20-30	1.020	1.030	1.050						
0	3040	1.020	1.030	1.700						

Под конструктивными характеристиками элементов КНБК следует понимать конструктивные особенности, весовые и геометрические параметры центраторов и их взаимное расположение в КНБК. По конструктивным характеристикам целесообразно корректировать длину участков КНБК.

В целях компенсации веса наддолотного калибратора необходимо увеличить длину верхней секции КНБК на 0.3÷0.6 м. Производить компенсацию веса наддолотного калибратора изменением длины направляющей секции КНБК нецелесообразно.

Корректирование длины секций КНБК в зависимости от веса и жесткости центраторов не производится.

При использовании КНБК с межсекционными центраторами компенсация веса наддолотного калибратора производится за счет изменения диаметра второго центратора следующим образом:

- если центратор расположен между первой и второй секцией забойного двигателя - уменьшением его диаметра на 1 мм;
- если центратор расположен между второй и третьей секцией забойного двигателя - уменьшением диаметра на 2 мм.

Компенсация радиального люфта вала шпинделя забойного двигателя производится следующим образом.

При использовании передвижных центраторов радиальный люфт вала шпинделя забойного двигателя компенсируется путем увеличения длины верхней секции КНБК в соотношении: 1 мм люфта - 0.8 м длины.

При использовании межсекционных центраторов радиальный люфт вала шпинделя забойного двигателя компенсируется за счет уменьшения диаметра второго центратора в соотношении:

- если центратор расположен между первой и второй секциями забойного двигателя 1 мм люфта - 1 мм диаметра центратора;
- если центратор расположен между второй и третьей секциями забойного двигателя - 1 мм люфта - 2 мм диаметра центратора.

Максимальное значение радиального люфта вала шпинделя забойного двигателя, при котором корректирование геометрических параметров КНБК не производится, равно 2 мм.

При бурении в средних и твердых горных породах в КНБК допускаются следующие отклонения диаметра ОЦЭ от расчётных значений:

- наддолотного калибратора - положительный допуск не более 0.5 мм от номинального значения;
- первого (нижнего) центратора - положительный допуск не более 1 мм от расчетного значения;
- второго и третьего центраторов - отрицательный допуск не более 2 мм от расчетного значения.

При бурении в мягких и средних горных породах допускаются следующие отклонения диаметра ОЦЭ от расчётных значений:

- наддолотного калибратора - до 1.5 мм от номинала;
- первого центратора - 1 мм от расчетного значения;
- второго и третьего центраторов - 2 мм от расчетного значения.

При бурении в абразивных твердых и средних горных породах допускается изнашивание ОЦЭ:

- наддолотного калибратора - до 1.5 мм от номинального диаметра;
- первого центратора - до 1.5 мм от расчетного значения;
- второго и третьего центраторов - до 2 мм, от расчетного значения, если каждый из них расположен не более чем на 10 м от первого центратора и до 4 мм, если более чем на 14 м .

При бурении в абразивных мягких и средних неабразивных горных породах допускается изнашивание ОЦЭ:

- наддолотного калибратора - 2 мм от номинального диаметра;
- первого центратора - до 2 мм от расчетного значения;
- второго и третьего центраторов - до 3 мм, если каждый из них расположен не более чем на 10 м от первого центратора и до 6 мм, если более чем на 14 м.

8.5. Особенности технологии бурения горизонтального ствола скважины

8.5.1. Выбор и проектирование бурильной колонны для горизонтального бурения

8.5.1.1. Взаимодействие бурильной колонны с наклонным стволом скважины

Под действием осевых и поперечных сил упругая ось бурильной колонны может отклоняться от прямолинейной формы и приобретать другие формы равновесия. Это явление, обычно называемое продольным изгибом бурильной колонны, является одним из важнейших факторов, определяющих процесс создания нагрузки на долото при бурении наклонных скважин и скважин с горизонтальным участком в продуктивном пласте. В связи с этим изучению различных аспектов поведения бурильной колонны в стволе скважины в отечественной и зарубежной практике бурения уделялось и уделяется значительное внимание.

На ранней стадии изучения продольного изгиба бурильной колонны исследовались в основном вопросы статической устойчивости колонны в вертикальном стволе скважины с целью обеспечения её вертикальности. К данному направлению следует отнести аналитические исследования по определению критических длин бурильной колонны А.Н.Динника, Ф.А.Виллерса, А.Лубинского и др. При этом, в исследованиях А. Лубинского [135, 136, 137] рассмотрена также форма упругой оси колонны в закритической области её нагружения и силы взаимодействия колонны со стволом скважины, исходя из существования только плоских форм равновесия упругой оси.

В тоже время, экспериментальные исследования статической устойчивости бурильной колонны, проведённые П.В. Балицким, в стендовых условиях, показали, что при взаимодействии со стволом скважины, под действием собственного веса бурильной колонны, при нагрузках, превышающих критическую, формируется упругая ось колонны в виде спирали переменного шага.

Несколько позже, в 1962 г., Лубинский А. опубликовал аналитические исследования спирального изгиба колонны насосно-компрессорных труб, нижний конец которых закреплён в пакере, в вертикальном стволе скважины.

Проведённые исследования позволили установить соотношение между шагом спирали, вертикальной силой, приложенной к нижнему концу колонны и жёсткостью на изгиб насосно-компрессорных труб:

$$p = \pi \cdot \sqrt{\frac{8 \cdot EJ}{F}}, \tag{8.33}$$

где p – шаг спирали, м;
F – сила, приложенная к нижнему концу колонны, кН;
EJ – жёсткость на изгиб насосно-компрессорных труб, кН·м^2.

Соотношение (8.33) действительно в области сжатой части бурильной колонны от долота до нейтральной точки, положение которой определяется следующим выражением:

$$n = F/W, \tag{8.34}$$

где n – расстояние от нижнего конца колонны до нейтральной точки, м;
W – вес единицы длинны колонны труб, кН/м.

Приведённые соотношения, позже, были положены в основу при исследовании работы бурильной колонны в вертикальном, наклонном и горизонтальном стволе скважины. Однако, широких исследований поведения бурильной колонны в горизонтальном стволе до 80-х годов не проводилось. Это было связано с тем, что при бурении вертикальных и обычных наклонно направленных скважин нагрузка на долото осуществлялась с помощью УБТ, расположенных над КНБК и не подверженных спиральному изгибу при рассматриваемых зенитных углах скважины и используемых нагрузках на долото. По этой причине главное внимание уделялось разработке КНБК и исследованию различных аспектов их работы в вертикальном и наклонном стволе скважины.

8.5.1.2. Особенности поведения бурильной колонны в горизонтальном стволе

Широкое развитие бурения горизонтальных скважин, а также бурение наклонно направленных скважин с большими смещениями конечных забоев от вертикали привело к необходимости принципиально изменить подход к конструированию бурильной колонны. Передача осевой нагрузки с помощью веса УБТ, расположенных над КНБК, для указанных условий стала невозможной или неэффективной, а часто недостаточной, в виду значительных величин сил сопротивления при движении бурильной колонны в стволе скважины с большим зенитным углом. В связи с этим, УБТ необходимой длины, для создания нагрузки на долото, располагают в вертикальном участке ствола горизонтальной скважины, либо в наклонном участке с небольшим зенитным углом. В то время как над КНБК в горизонтальном участке ствола, с целью обеспечения проходимости бурильной колонны через интенсивно искривленные участки ствола и снижения сил сопротивления при бурении горизонтального участка, располагаются обычные или специально сконструированные бурильные трубы, имеющие значительно меньшую жёсткость на изгиб по сравнению с сопоставимыми диаметрами УБТ. В этом случае условия работы бурильной колонны значительно усложняются и под действием сжимающих нагрузок могут иметь место значительные деформации изгиба труб, приводящие к осложнениям в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины.

Указанные обстоятельства привели к тому, что начиная с 80-х годов вопросы исследования работы бурильной колонны, а также колонны насосно-компрессорных и обсадных труб в горизонтальном стволе скважины приобрели актуальный характер.

Так, например, исследованиями Paslay P.R. и Body D.B. [139], Cheni Y.C.[133, 134] продольного изгиба колонны труб, расположенной в прямолинейном, цилиндрическом, наклонном и горизонтальном стволе скважины, установлено следующее.

1. Колонна труб, расположенная на нижней стенке горизонтального ствола скважины, под действием осевой сжимающей нагрузки может приобретать как плоскую (синусоидальную), так и спиральную формы равновесия.

Критическая нагрузка ($F_{КР}$), при которой колонна теряет прямолинейную форму и переходит в синусоидальную, описывается следующим выражением:

$$F_{КР} = 2 \cdot \sqrt{\frac{EJ \cdot W \cdot \sin\alpha}{r}}, \qquad (8.35)$$

где EJ – жёсткость колонны труб на изгиб, кН·м^2;
W – вес единицы длины колонны, кН/м;
α – зенитный угол ствола скважины, град.;
r – радиальный зазор между колонной и стволом скважины, м.

2. По мере увеличения осевой сжимающей силы ($F > F_{cr}$) упругая ось колонны формируется в виде спирали. При этом наименьшее значение сжимающей силы F^*, при которой возможно существование спиральной формы равновесия, и шаг спирали определяются:

$$F^* = 2\cdot\sqrt{2}\left(EJ\cdot\frac{W}{r}\right)^{\frac{1}{2}} \tag{8.36}$$

$$p = \pi\cdot\sqrt{\frac{8\cdot EJ}{F^*}}, \tag{8.37}$$

что совпадает с уравнением А.Лубинского для вертикального ствола.

Приведённые соотношения, полученные аналитическим путём, достаточно точно согласуются с результатами экспериментальных исследований модели колонны труб в стволе скважины.

Таким образом, установлено, что при сжимающих нагрузках $F<F^*$ спиральный прогиб колонны, расположенной в прямолинейном горизонтальном стволе скважины, невозможен.

Исследование сил взаимодействия между спирально изогнутой колонной труб и стенками ствола скважин является важнейшей проблемой, решение которой позволит успешно выполнять различные технологические операции в процессе бурения, крепления и эксплуатации скважин.

В процессе исследования проблемы в 1984 г. Cheatham J.B. и Pat-tillo P.D. [132] было уточнено соотношение между осевой силой, приложенной к нижнему концу спирально изогнутой колонны труб, и шагом спирали в процессе нагружения и разгружения колонны:

$$F_M = 4\cdot\pi^2\cdot EJ/p^2 \le F \le 8\cdot\pi^2\cdot EJ/p^2 = F_1, \tag{8.38}$$

где F_M – осевая сила при разгруженной колонне, кН;
F_1 – осевая сила при нагруженной колонне, кН.

Cheni Y.C. и др. с учётом полученного соотношения определили контактные силы, возникающие при взаимодействии спирально изогнутой колонны и цилиндрического, прямолинейного ствола скважины (вертикального и наклонного).

В качестве исходного дифференциального уравнения использовалось однородное уравнение вида:

$$EJ\cdot\beta^{IV} + [F - 6\cdot EJ(\beta^{I})^2]\cdot r\cdot\beta^{II} = 0. \tag{8.39}$$

При этом дифференциальное уравнение контактных сил имеет вид (для вертикального ствола):

$$4\cdot EJ\cdot r\cdot\beta'\cdot\beta''' + 3\cdot EJ\cdot r\cdot(\beta'')^2 - EJ\cdot(\beta')^4 + F\cdot r\cdot(\beta')^2 = q, \tag{8.40}$$

где β - угловое смещение колонны, измеряемое от нижней стенки ствола скважины, рад.; q – контактная сила на единицу длины, кН/м.

Соотношения между углом β и осевой силой для стадии нагружения и разгружения колонны труб:

$$\frac{d\beta}{dz} = \sqrt{\frac{F_1}{2 \cdot EJ}} = \sqrt{\frac{F_м}{EJ}}. \qquad (8.41)$$

С использованием приведённого уравнения и соотношений получены выражения для контактной силы:

$$q = \Delta F \cdot \frac{F_м \cdot r}{EJ}, \qquad (8.42)$$

где $\Delta F = F - F_м$.

Максимальная контактная сила (при $F = F_1$):

$$q_1 = \frac{F_1^2 \cdot r}{4 \cdot EJ}. \qquad (8.43)$$

Для наклонного ствола скважины выражение для контактной силы (при нагруженной колонне) имеет вид:

$$q = \Delta F \cdot \frac{F_м \cdot r}{EJ} + W \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta. \qquad (8.44)$$

Из выражения (8.44) следует, что первая часть уравнения совпадает с выражением для контактной силы для вертикального ствола, а вторая отражает влияние поперечной составляющей веса труб и угла "β".

В анализируемой работе также введено понятие «критический зенитный угол», определяемый как угол ствола, при котором контактная сила на верхней стенке ствола скважины становится равной нулю:

$$\sin\alpha_{кр} = \frac{F_м^2 \cdot r}{W \cdot EJ} = \frac{F_1^2 \cdot r}{4 \cdot W \cdot EJ} \qquad (8.45)$$

и «кажущаяся» (фиктивная) сила, приложенная к стенке скважины» спирально изогнутой колонной труб, которая определяется как результирующая реальной силы, действующей со стороны стенки скважины на трубу и радиальной весовой составляющей:

$$q^* = q - w \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta. \qquad (8.46)$$

Для нагруженного состояния колонны:

$$(\Delta F = F_м), \qquad q^* = \frac{F_м^2 \cdot r}{EJ} = \frac{F_1^2 \cdot r}{4 \cdot EJ}. \qquad (8.47)$$

При $\beta = \pi/2$ - $q^* = q$, т.е. равна контактной силе в вертикальной скважине.

Приведённые соотношения позволяют определять контактные нагрузки, шаг спирали в вертикальном, наклонном и горизонтальном стволе скважины, оценивать напряжённое состояние колонны, силы сопротивления (трения) при бурении и заканчивании скважин, а также проведении ГИС.

Исследование спирального изгиба колонны труб было продолжено в работах Mitchell R.F. В отличие от известных исследований этого процесса им было использовано нелинейное дифференциальное уравнение спирального изгиба колонны, которая находится в прямолинейном стволе скважины, имеющем некоторый зенитный угол:

$$-EJ\cdot\beta^{IIII} + [2\cdot EJ\cdot(\beta^{I})^3 - F\cdot\beta^{I}] + (W_I/r)\cdot sin\,\beta = 0, \qquad (8.48)$$

где $W_I = W\cdot\sin\alpha$.

Указанное уравнение решалось численным методом.

В качестве критерия существования различных форм равновесия использован текущий параметр:

$$N_{pal} = \frac{\sqrt{4W_I\cdot EJ/r}}{F_n}, \qquad (8.49)$$

где F_n – приведённая величина силы, приложенной к нижнему концу колонны;

$$F_n = F\cdot\left(\frac{F}{F_n}\right). \qquad (8.50)$$

На основании полученных результатов решения уравнения автор сделал следующие выводы:

1. Изгиб колонны труб невозможен при $N_{pal} > 1$.
2. Плоскостной (боковой) изгиб колонны имеет место при $1 \geq N_{pal} \geq 1/\sqrt{2}$.
3. Переход в спиральную форму из плоской происходит при $N_{pal} < 0.35$.
4. При снятии нагрузки переход колонны из спиральной формы в плоскую происходит при $N_{pal} \geq 1/\sqrt{2}$

Известна также работа [138], посвящённая экспериментальной оценке боковых контактных сил действующих между колонной труб, имеющей спиральную форму и стволом скважины при различных коэффициентах трения между ними. Указанная работа имеет большую методическую ценность с точки зрения проведения экспериментальных исследований на предмет поведения бурильной колонны в стволе скважины в лабораторных условиях.

Полученные результаты представляют практический интерес, однако, неясно, почему они сопоставляются с аналитическими результатами, полученными для вертикального ствола скважины, вместо данных Chen Y.C. и Mitchell R. F. для горизонтального ствола.

В целом, аналитические и экспериментальные исследования спирального изгиба колонны труб в стволе скважины, проведённые за рубежом, позволяют оценивать формы упругой оси колонны, контактных сил и сил сопротивления при взаимодействии колон-

ны со стволом скважины в широком диапазоне сжимающих нагрузок и зенитных углов ствола скважины.

Вместе с тем, следует отметить, что схемы исследований имеют идеализированный характер и соответствуют строго прямолинейному стволу скважины правильной цилиндрической формы, что соответствует условиям работы колонны насосно-компрессорных труб в обсаженном стволе скважины, а не условиям работы бурильной колонны в открытом стволе скважины в процессе её бурения. Кроме того, колонна труб рассматривается как гладкий стержень бесконечной длинны, который не имеет соединений, что характерно только для гибкой бурильной колонны, используемой в технологии «колтюбинг».

В процессе бурения горизонтального ствола скважины, вследствие изменения параметров режима бурения, физико-механических свойств горных пород, замены КНБК с целью корректирования траектории, могут возникнуть локальные достаточно резкие перегибы ствола, имеющие различную пространственную ориентацию [69]. Указанное явление подтверждается также практикой проводки горизонтальных скважин.

Впервые предположение о том, что потеря устойчивости бурильной колонны в наклонном стволе скважины происходит в месте локального искривления ее ствола, было высказано А.Ш. Янтуриным [124].

В указанной работе условие отрыва бурильной колонны от нижней стенки скважины имеет вид:

$$EJ \cdot e^{IV} + P \cdot e^{II} \geq q \cdot \sin\alpha\,, \tag{8.51}$$

где α - зенитный угол, град.

Однако, автором работ [124, 125] не найдены геометрические параметры волны изгиба бурильной колонны после её отрыва от стенки скважины, определяемые непосредственно из решения уравнения (8.51). В анализируемых работах искривление оси бурильной колонны аппроксимируется функцией:

$$e = a \sin^2 \frac{\pi \cdot \chi}{l}\,, \tag{8.52}$$

где l - длина отрыва бурильной колонны от стенки скважины, м;
a - высота волны изгиба бурильной колонны, м.

Поэтому полученное автором указанных работ решение в виде:

$$a \geq \frac{l^4 \cdot q \cdot \sin\alpha}{2\pi^2 \cdot F \cdot l^2 - 8\pi^4 \cdot EJ} \tag{8.53}$$

не отражает реальных условий изгиба бурильной колонны в наклонном стволе скважины прежде всего потому, что не найдены основные параметры волны изгиба длина и высота как функции сжимающей силы и жесткостных параметров бурильной колонны.

Поскольку реальная скважина всегда имеет искривленные интервалы, то прямолинейных форм равновесия бурильной колонны не существует и понятие критической силы в обычном понятии теряет смысл. Это понятие свойственно расчетной схеме, в которой идеально прямая бурильная труба расположена в абсолютно прямолинейной скважине.

Для практических расчетов сжатой бурильной колонны в горизонтальном стволе

скважины необходимо определить форму её изгиба, которая соответствует малому, но конечному смещению бурильной трубы от прямолинейного равновесия, превышающему, в отличие от классической постановки задачи, зазор между бурильной колонной и стенкой скважины. Подобная задача была поставлена во ВНИИБТ ещё в начале 80-х годов, когда при проектировании горизонтальных скважин рассматривалась возможность существования геометрического ограничения по длине горизонтального, прямолинейного участка бурящейся скважины, и которая впервые была решена И.Л. Барским.

Математическое исследование формы участка отрыва бурильной колонны, расположенной в горизонтальном прямолинейном стволе скважины, сводится к решению краевой задачи для линеаризованного дифференциального уравнения изгиба упругого стержня под действием сжимающей силы и поперечной нагрузки от собственного веса [8, 128]:

$$EJ \cdot y^{(4)} + P \cdot y^{(2)} = -q, \tag{8.54}$$

где EJ – жесткость бурильной трубы на изгиб, кН·м^2;
q – вес одного метра бурильной трубы, кН/м;
P – осевая сжимающая (проталкивающая) сила, кН.

В соответствии с расчетной схемой (рис. 8.13) граничные условия имеют вид:

$$y_{(0)} = y^{(1)}_{(0)} = y^{(2)}_{(0)} = 0\,; \quad y_{(2L)} = y^{(1)}_{(2L)} = y^{(2)}_{(2L)} = 0\,. \tag{8.55}$$

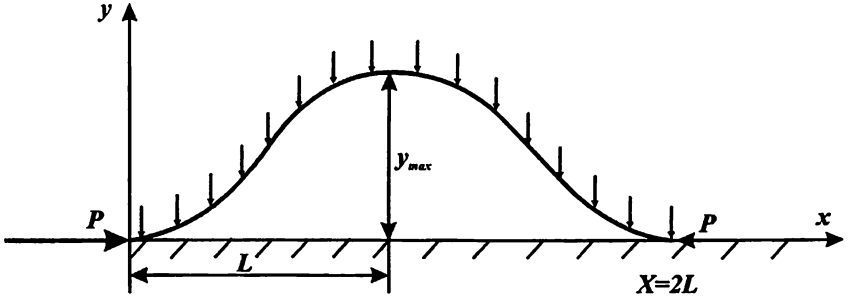


Рис. 8.13. Расчетная схема бурильной колонны в горизонтальном стволе

Аналитическое решение уравнения (8.54), удовлетворяющее граничным условиям (8.55) может быть записано в виде:

$$y = -\frac{qEJ}{P^2} \cdot cos\left(\sqrt{\frac{P}{EJ}} \cdot X\right) - \frac{qL\sqrt{EJ}}{P\sqrt{P}} \cdot sin\left(\sqrt{\frac{P}{EJ}} X\right) - \frac{q}{2P} \cdot X^2 + \\ + \frac{qL}{P} \cdot X + \frac{qEJ}{P^2} \tag{8.56}$$

Для определения длины участка отрыва – $2L$ получается трансцендентное уравнение:

$$\mathrm{tg}(\sqrt{\mathrm{P/EJ}} \cdot \mathrm{L}) = \sqrt{\mathrm{P/EJ}} \cdot \mathrm{L}.$$

С точностью до второго знака после запятой из этого уравнения находим:

$$L = 4{,}49\sqrt{\frac{EJ}{P}} \tag{8.57}$$

Размерная величина для максимальной высоты волны изгиба равна:

$$y_{\max} = 15.7\frac{q \cdot EJ}{P^2} \tag{8.58}$$

Из (8.57) и (8.58) следует, что чем меньше длина отрыва ($2L$) бурильной колонны от стенки скважины и высота (y_{MAX}) волны изгиба тем больше величина проталкивающей силы, при которой может произойти выпучивание участка бурильной колонны в искривленном интервале ствола.

Поскольку возможно, что полученное решение обусловлено линеаризацией дифференциального уравнения изгиба упругого стержня, как и в случае исследования устойчивости бурильной колонны в вертикальном стволе скважины, И.Л.Барским была рассмотрена и численно решена эта же краевая задача, но для нелинейного уравнения поперечного изгиба упругого стержня, подверженного воздействию сжимающей силы и собственного веса. Для слабо изогнутой бурильной колонны результаты совпали, а в случае малых сжимающих сил на кривой изгиба, образующей отдельный участок выпучивания, образуется петля, что исключает самопроизвольное выпучивание бурильных труб в идеально горизонтальном стволе.

Однако в реальной скважине бурильная колонна может принять форму весьма близкую к найденной выше кривой изгиба отдельного участка отрыва за счет искривления самого ствола скважины.

Анализ полной энергии в оторвавшемся участке бурильной колонны и выражающейся известным интегралом показывает, что выпученное положение равновесия бурильной трубы неустойчиво. Это означает, что в рассматриваемой упругой системе возможен переход в закритическое состояние, при котором возникающие в теле трубы напряжения могут превысить пределы прочности или упругости.

Наличие стенки ствола скважины ограничит разрушительный изгиб, но приведёт к распиранию бурильной колонны, что, как уже отмечалось, существенно увеличит силы трения.

Таким образом, если высота локального искривления ствола скважины, в котором расположена бурильная колонна, близка к максимально высокой точке отрыва (y_{max}), а длина интервала искривления короче длины участка отрыва ($2L$), то с такого начального искривления бурильная колонна, сжатая силой P, может перейти к положению, при котором возникает распирающее усилие и переход из плоскостной формы изгиба к спиральной.

Секционирование бурильной колонны при горизонтальном бурении осуществляется в соответствии со следующими положениями.

КНБК является первой секцией (рис. 8.14) бурильной колонны и предназначена для управление траекторией бурения. Над КНБК в горизонтальном стволе устанавливаются бурильные трубы увеличенного диаметра (секция II) с минимальной толщиной стенки. Данная секция предназначена для передачи сжимающей осевой нагрузки на КНБК. Секция III включает толстостенные бурильные трубы для передачи осевой сжимающей силы в условиях изгиба и располагается в искривленном стволе с зенитными углами свыше 60°. Над секцией III в искривленном стволе размешаются толстостенные или обычные бурильные трубы (секция IV), которые предназначены для создания осевой нагрузки на расположенные ниже секции в условиях изгиба. Секция V состоит из УБТ и создаёт основную часть осевой нагрузки на нижнюю часть бурильной колонны. Выше УБТ устанавливаются обычные бурильные трубы (секция VI), воспринимающие растягивающие усилия.

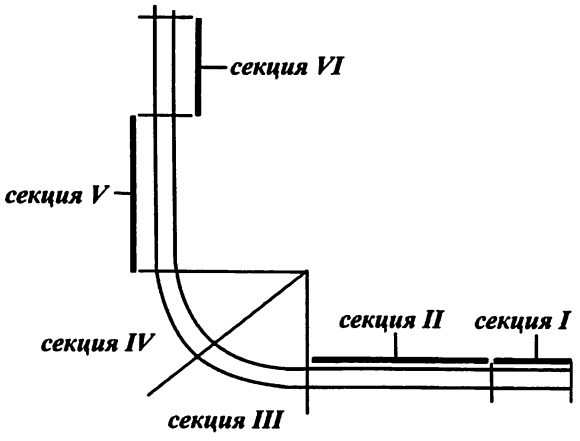


Рис. 8.14. Схема секционирования бурильной колонны

При проектировании бурильной колонны следует иметь в виду, что резкое изменение диаметра между соседними секциями бурильной колонны может являться причиной интенсивного усталостного износа материала бурильной трубы при вращении бурильной колонны.

Поперечное сечение секции бурильной колонны характеризуется величиной, называемой «секционным модулем», который используется при проектировании ступенчатой бурильной колонны.

Секционный модуль трубного сечения определяется по формуле:

$$S_м = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_н^4 - D_в^4}{D_н}, \qquad (8.59)$$

где $S_М$ – секционный модуль, см^3;
$D_Н$ – наружный диаметр секции бурильной колонны, см;
$D_В$ – внутренний диаметр секции бурильной колонны, см.

Для снижения темпа усталостного износа бурильной колонны, отношение секционных модулей соседних участков колонны не должно быть более 5.5 (по данным фирмы DRILCO). При превышении указанной величины секционного модуля между секциями должно быть введено промежуточное звено с длиной не менее 30 м.

9 БУРОВОЕ НАВИГАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

9.1. Телеметрические системы

Применение телеметрических систем контроля за положением забойного двигателя-отклонителя и параметрами ствола скважины придало значительный импульс научно-техническому прогрессу в области бурения скважин на нефть и газ. В настоящее время телеметрические системы контроля в сочетании с методико-математическим и программным обеспечением дали технологам небывалые возможности, в корне изменив методы их работы.

Если первоначально телесистемы производились для контроля зенитного угла, азимута ствола скважины и положения забойного двигателя-отклонителя, то в последние десять лет разработаны телесистемы для проведения геофизических исследований в процессе бурения. Успешная реализация новейших буровых технологий невозможна без информации в режиме реального времени о забойных параметрах режима и траектории бурения, а также сведений о свойствах разбуриваемых горных пород и насыщающего её пластового флюида.

Для измерения траекторных и технологических параметров бурения, а также геофизических параметров горных пород применяют забойные телеметрические системы (далее телесистемы), которые по составу измеряемых параметров разделяются на:

- навигационные;
- навигационно-технологические:
- универсальные.

Телесистема включает следующие основные узлы:

- забойный модуль с датчиками измерения параметров (навигационных, технологических, геофизических);
- источник питания (электрогенератор или аккумуляторная батарея);
- наземную аппаратуру;
- канал связи забойного модуля с наземной аппаратурой;
- технологическую оснастку.

Навигационные телесистемы регистрируют до 4-х параметров:

- зенитный угол ствола скважины (наклон корпуса телесистемы);
- азимут ствола скважины (азимут корпуса телесистемы);
- азимут направления изгиба забойного двигателя-отклонителя;
- угол установки забойного двигателя-отклонителя.

Навигационно-технологические телесистемы дополнительно измеряют следующие параметры:

- осевую нагрузку на долото;
- частоту вращения долота (вала забойного двигателя);
- вращающий момент на долоте;
- температуру на забое;
- расход промывочной жидкости;
- уровень продольной и поперечной вибрации;
- забойное давление внутри и снаружи бурильной колонны.

В процессе проводки горизонтального ствола необходимо иметь не только траекторные и режимные параметры бурения, но и осуществлять исследование горных пород, в целях выявления нефтегазосодержащих областей продуктивного пласта.

Для этой цели используются универсальные телесистемы, которые кроме траекторных и технологических параметров измеряют геофизические параметры горных пород:

- естественное гамма-излучение;
- кажущееся сопротивление (КС);
- сопротивление поляризации (ПС);
- электромагнитный каротаж;
- гамма-гамма каротаж;
- нейтронно-нейронный каротаж;
- акустический каротаж;
- кавернометрию.

Оснащение современных телесистем зондами для проведения геофизического исследования горных пород в процессе бурения позволяет получить информацию о горной породе практически сразу же после вскрытия пласта и, поэтому, не загрязненного компонентами бурового раствора. Кроме того, за счет такой технологии получается значительная экономия времени при строительстве скважины. Геофизическое исследование горных пород в процессе бурения связано с передачей значительного объема информации. Поэтому решающим фактором при выборе буровых навигационных комплексов для бурения высокотехнологичных скважин является канал связи забойного модуля телесистемы с наземной аппаратурой.

Многие годы канал связи наземной аппаратуры с забойным модулем был основным препятствием практического использования измерений в процессе бурения. Канал связи определяет конструкцию телеметрических систем, информативность, удобство работы, а также надёжность прохождения сигналов. Канал связи должен обеспечивать передачу всего объема информации от забойного модуля телесистемы со скоростью, не ограничивающей скорость механического бурения и реализацию алгоритмов управления траекторией бурения.

В результате многолетних исследований и использования в реальных условиях бурения наибольшее применение получили телесистемы с электропроводным (проводным) каналом связи – ПКС, гидравлическим каналом связи – ГКС и электромагнитным каналом связи – ЭКС.

Имеются телесистемы, в которых каротажные данные накапливаются, хранятся в забойном модуле и считываются на поверхности после подъёма КНБК. Такие телесистемы проще по конструкции и дешевле. Однако их серьёзный недостаток заключается в том, что они не позволяют вести непрерывный анализ измеряемых данных непосредственно в процессе бурения, вследствие чего возникает вероятность пропуска наиболее благоприятной глубины спуска обсадной колонны, а также нефтесодержащих пластов.

Телесистемы с ГКС отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Исследованием ГКС и разработкой телеметрических систем во ВНИИБТ начали заниматься еще в начале 50-х годов прошлого

века. Исследование ГКС проводились совместно с ИМА АН УССР, ВНИИКА-нефтегаз и МИНХ и ГП. На основе результатов проведенных исследований разработаны гидротурботахометры ГТН-3М и ГТН-ПН конструкции ВНИИБТ, которые нашли широкое применение в различных нефтегазодобывающих регионах СССР для контроля работы турбобура. На основе статистической обработки экспериментальных материалов составлен сводный график уровней помех, средних значений величины сигналов для нескольких глубин в зависимости от частоты, а также коэффициента затухания в функции частоты сигналов. Установлено, что наиболее благоприятная частота передачи гидроимпульсов находится в пределах 0.05÷0.5 Гц [107, 108].

Особенно важное значение для определения предельных возможностей ГКС имели испытания ГТН-ПН в процессе бурения Саатлинской и Кольской сверхглубоких скважин. Уникальность применения ГТН-ПН заключалась в том, что скважины бурились продолжительное время и, в месте с тем, одновременно проводились исследования гидравлического канала связи с глубины 7000 до 12250 м, а по Саатлинской с 6500 м. В начальной стадии испытаний ГТН-ПН осуществлялся контроль частоты вращения вала турбобура, а затем - осевой нагрузки. В результате испытаний ГТН-ПН доказана возможность получения информации по ГКС при глубине скважины до 12000 м.

В начале 70-х годов конструкторы ВНИИБТ разработали телесистемы с ГКС - сигнализатор направления бурения (СНБ) и телесистему ГИТ. СНБ передавала информацию о направлении бурения, а ГИТ - о зенитном угле, азимуте и положении забойного двигателя-отклонителя.

Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько способов: положительный импульс давления, отрицательный импульс давления и непрерывная волна (сирена) (рис. 9.1).

Положительные импульсы давления генерируются путём создания кратковременного частичного перекрытия потока бурового раствора в бурильной колонне. Отрицательные же импульсы давления создаются путём кратковременных перепусков части жидкости из бурильной колоны в затрубное пространство через боковой клапан.

Импульсы давления, близкие к гармоническим (сирена) создаются путём вращения клапана пульсатора или дискового клапана. Гидравлические импульсы давления (или волны) со скоростью в среднем 1250 м/с распространяются по столбу бурового раствора. На поверхности закодированная различными способами информация декодируется наземной аппаратурой и отображается на табло, экране монитора компьютера, также поступает в другие устройства обработки информации.

В телесистемах с ЭКС используются передатчики электромагнитных волн (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и горной породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки (рис. 9.3).

В телесистемах с ПКС в качестве канала связи используют каротажный кабель.

В практике бурения применяются следующие варианты выполнения ПКС:

- ввод каротажного кабеля через переводник с боковым отверстием (рис. 9.4). Особенностью данной схемы является необходимость в синхронизации спуска и подъема бурового инструмента и каротажного кабеля;

- ввод каротажного кабеля через вертлюг. Здесь необходим специальный сальник и лебедка для кабеля. Забойный модуль телесистемы поднимают в ведущую трубу при каждом наращивании, что приводит к значительным потерям времени (рис. 9.5);

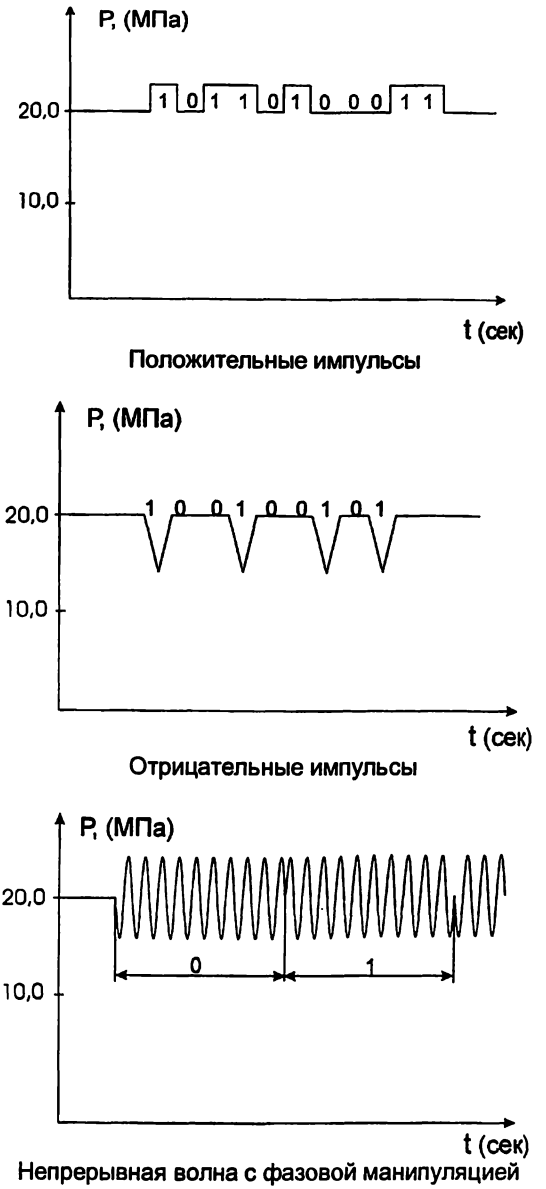


Рис. 9.1. Диаграммы гидравлических импульсов при различных способах их формирования

- ввод разрезного каротажного кабеля через вертлюг. При наращивании бурильной колонны необходимо поднимать свободную часть каротажного кабеля в ведущую трубу (рис. 9.6);

- с ретранслирующим устройством отличается тем, что в верхней части бурильной колонны размещается ретранслятор, позволяющий осуществлять бесконтактный съём информации (без пропуска кабеля в ведущую квадратную штангу);

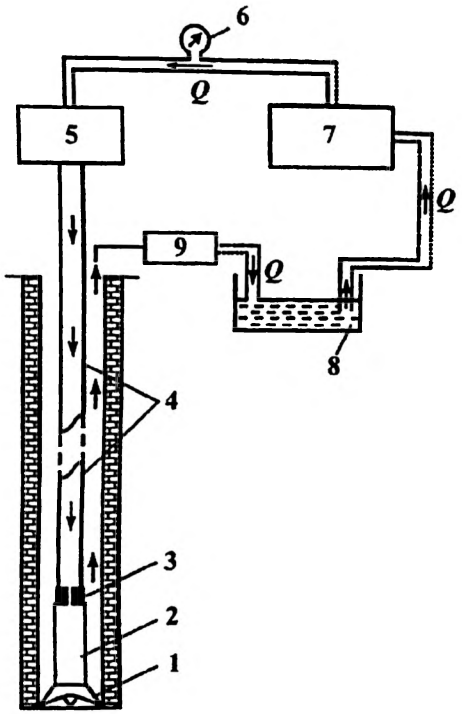


Рис. 9.2. Схема гидравлической линии связи: 1 – долото; 2 – КНБК с телесистемой; 3 – клапан телесистемы (пульсатор); 4 – колонна бурильных труб; 5 – обвязка (манифольд, рукав, вертлюг, квадрат); 6 – первичный преобразователь давления; 7 – буровые насосы; 8 – приемная емкость; 9 - жёлоб

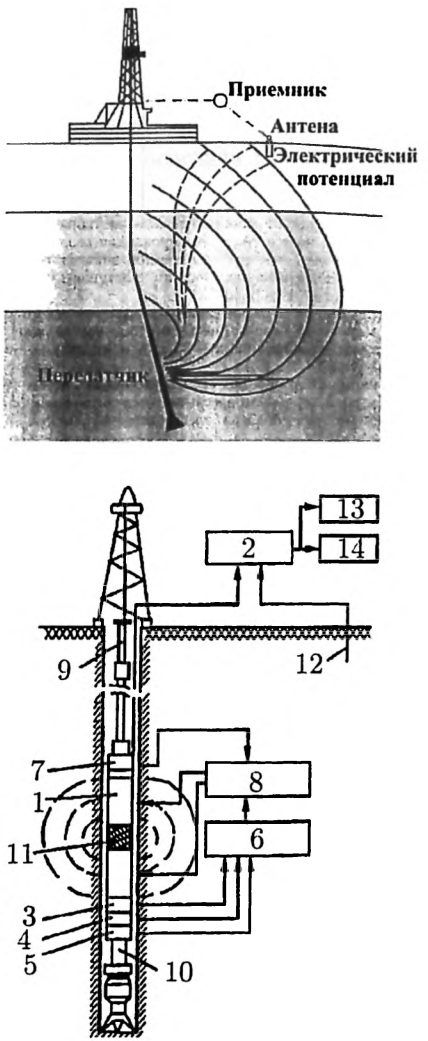


Рис. 9.3. Схема электромагнитного канала связи. 1 – забойный модуль; 2 – наземное устройство; 3 - датчик азимута; 4 - датчик зенитного угла; 5 - датчик положения забойного двигателя-отклонителя; 6 – преобразователь сигналов; 7 – турбогенератор; 8 - передатчик сигналов; 9 – бурильная колонна; 10 – КНБК; 11 – разделитель; 12 - приемная антенна; 13 – монитор; 14 – компьютер

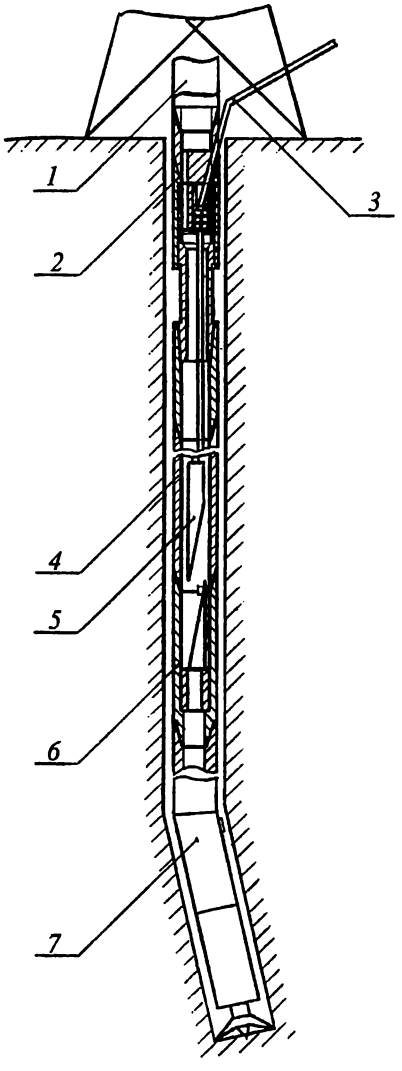


Рис. 9.4. Способ спуска забойного модуля телесистемы на неразрезном геофизическом кабеле через переводник с боковым отверстием. 1 - ведущая труба; 2 – переводник для ввода кабеля в бурильную колонну (кабельный переводник); 3 - геофизический кабель; 4 - колонна бурильных труб; 5 – забойный модуль телесистемы; 6 - ориентирующий переводник; 7 – забойный двигатель отклонитель с долотом

- кабельный канал связи в виде токопроводящей секции кабеля с контактами по концам, коаксиально установленной в ведущей и каждой бурильной трубе. Канал связи готов к работе при соединении бурильных труб с ведущей трубой. Информация к наземной аппаратуре поступает через токосъёмник, который устанавливается между ведущей трубой и вертлюгом (рис. 9.7).

В зависимости от канала связи телесистемы имеют свои преимущества и недостатки.

Недостатки телеметрических систем с ГКС заключаются в следующем:

недостаточная информативность из-за низкой скорости передачи информации (2÷6 бит/с) вследствие низкой скорости прохождения гидравлических импульсов на поверхность (около 1250 м/с);

большие затраты времени из-за последовательности передачи информации каждого измеряемого параметра. Интервалы времени между измерениями и показаниями включают процесс проверки данных на предмет исключения ошибок из-за шумов бурового насоса, который занимает 30% от длительности интервала;

- низкая помехоустойчивость;

- при бурении скважины на «равновесии» гидравлические импульсы могут привести к негативным последствиям в результате их воздействия на пласт;

пониженная надежность на отказ из-за наличия в телеметрической системе сложных устройств (турбоэлектрогенератор, гидравлический пульсатор);

- необходимость в забойном источнике электрической энергии;

дополнительные затраты гидравлической энергии для привода турбоэлектрогенератора;

- ограничение по виду промывочного агента (невозможно использовать при промывке скважины газообразным агентом или пеной);

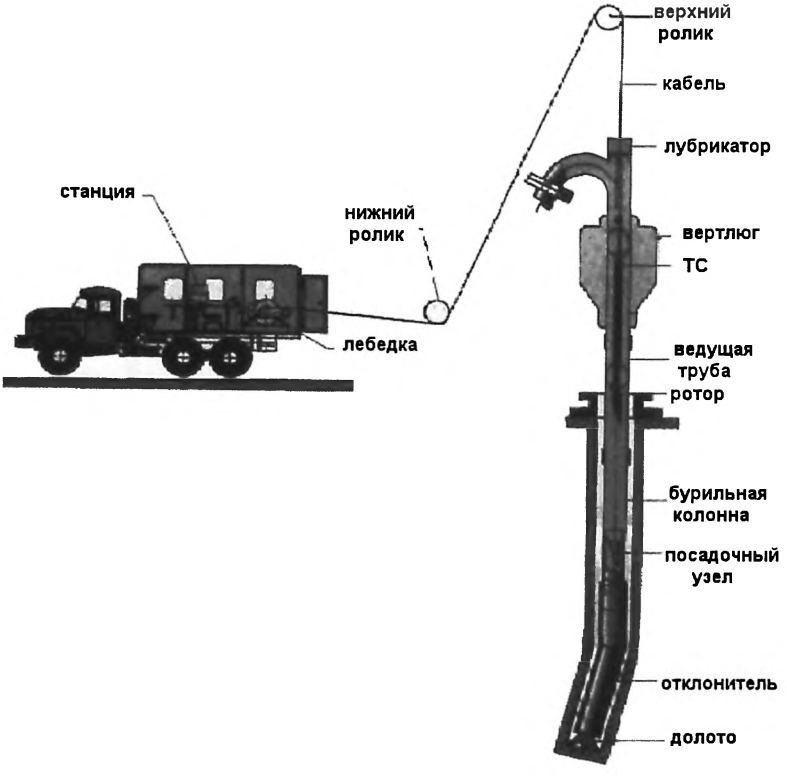


Рис. 9.5. Способ спуска забойного модуля телесистемы на неразрезном геофизическом кабеле через вертлюг.

- при неизбежном росте глубины (длины) скважины, а значит и увеличения затухания гидравлических импульсов, требуется соответственное увеличение электрической мощности источника электрической энергии – турбоэлектрогенератора, привод которого обеспечивается потоком промывочной жидкости. При определенном сочетании типа забойного двигателя, диаметра долота, параметров бурового раствора и длины ствола скважины, наступает момент, когда отбираемая гидравлическая энергия, необходимая для устойчивой работы телесистемы, может превысить требования эффективной работы КНБК;

- низкая скорость передачи информации телеметрических систем с гидравлическим каналом (тоже и для электромагнитного канала) связи вступает в противоречие с задачами проведения каротажа в процессе бурения при современных темпах углубления скважины.

Преимущество телеметрических систем с ГКС:

- не усложняется технологический процесс углубления скважины за счет отсутствия дополнительных работ с кабелем и его наличия в буровом инструменте при проводной линии связи.

ЭКС имеет следующие недостатки:

- недостаточная информативность из-за низкой скорости передачи информации (3÷8 бит/с);

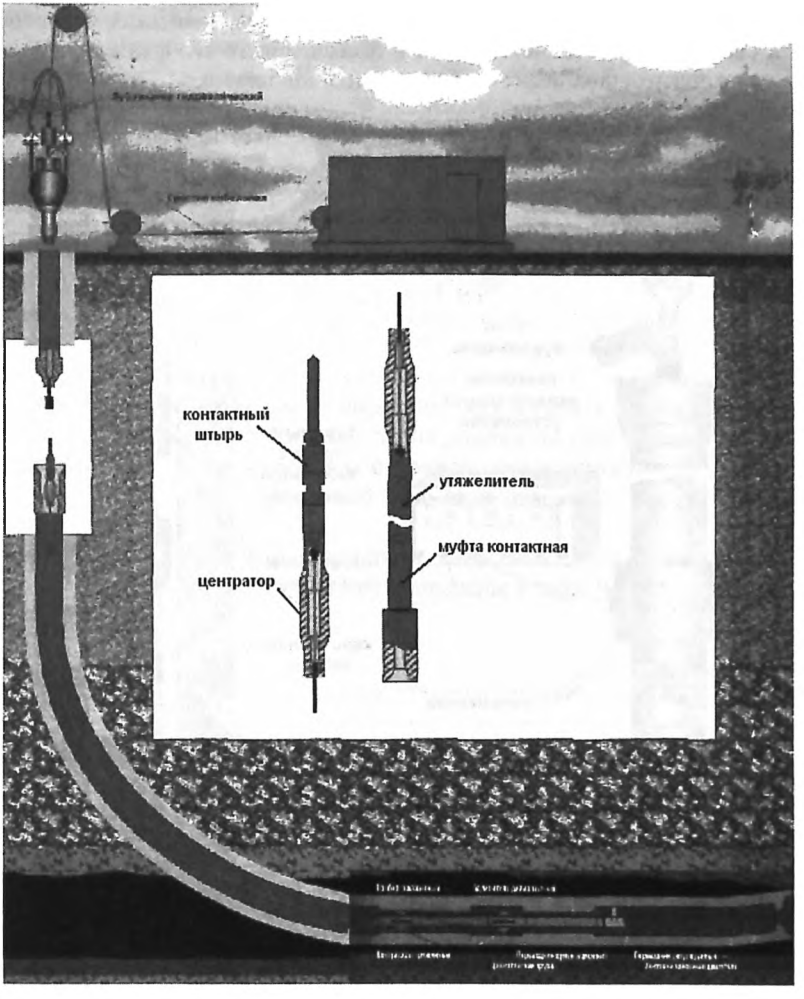


Рис. 9.6. Схема электропроводного канала связи с составным геофизическим кабелем и соединением через вертлюг

- дальность связи зависит от литологического состава горных пород и в настоящее время ограничена при благоприятных условиях глубиной 3500 м;
- низкая помехоустойчивость;
- ограниченность применения в морских условиях, а также в случаях использования бурового раствора с высокой электропроводимостью.

ПКС обладает максимальной информативностью (до 1 млн бит/с), быстродействием, многоканальностью, помехоустойчивостью. Кроме того, этот канал связи не требует затрат гидравлической энергии, отбираемой от забойного двигателя, его работа не зависит от вида и расхода очистного агента и, поэтому, может быть использован при бурении с продувкой воздухом и с использованием аэрированной промывочной жидкости.

Передача полученной информации к наземной аппаратуре в режиме реального времени дает возможность оператору своевременно принимать управляющие решения

и осуществлять проектирование траектории бурения в зависимости от реального строения и свойств продуктивного пласта и насыщающего его флюида, направляя долото в обход не содержащих нефть и обводненных зон пласта.

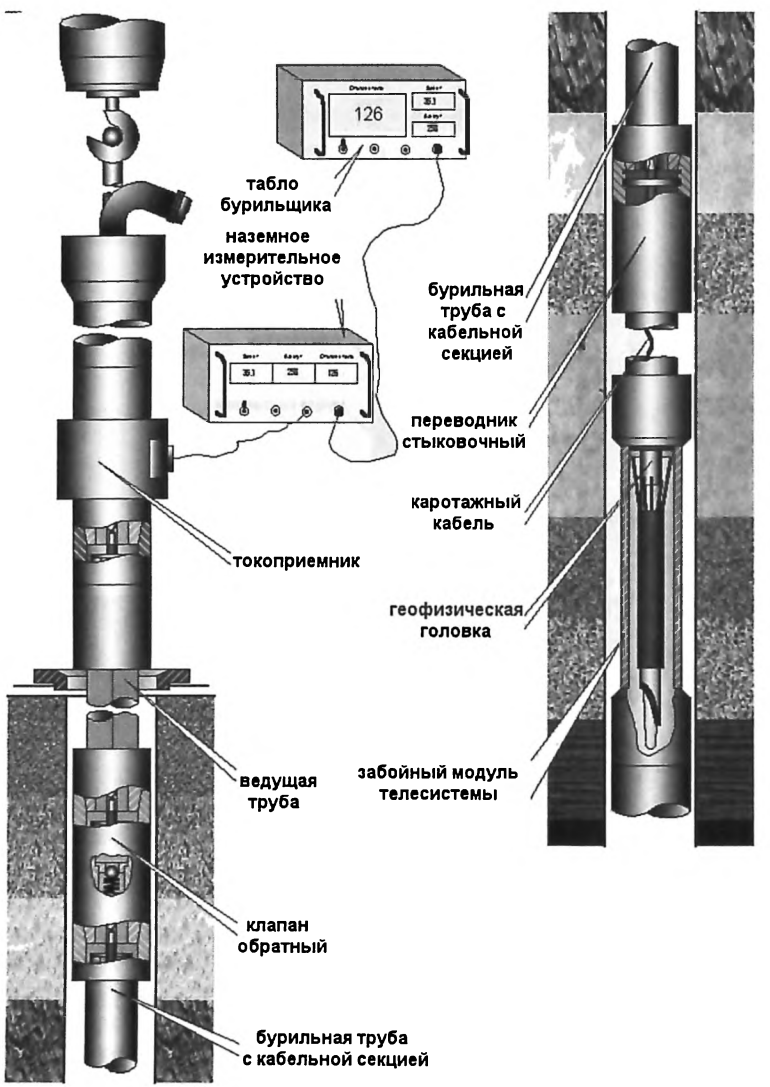


Рис. 9.7. Схема проводного канала связи, встроенного в колонну бурильных труб

Разработан ПКС, основанный на явлении электромагнитной индукции, когда переменный электрический ток возбуждает магнитное поле в катушке, которое генерирует переменное магнитное поле в соседней катушке [140]. Тороидальные индуктивные катушки расположены в муфтовом и ниппельном соединении каждой бурильной трубы и соединены герметичным электрокабелем, который проходит внутри корпуса буриль-

ных замков. Данный ПКС обеспечивает передачу информации от забойного модуля телесистемы со скоростью свыше 57000 бит/с.

Телеметрические системы с ПКС обладают повышенной надежностью, так как в них отсутствует источник электрической энергии и передатчик. Следует отметить, что турбоэлектрогенератор в основном и определяет время отказа существующих телесистем.

Очевидно, что передача в режиме реального времени потока полного объема информации по результатам геофизических исследований горных пород, а если еще добавить пространственные и технологические параметры бурения, может быть обеспечен только ПКС.

Современные телесистемы изготавливаются в модульном исполнении. В зависимости от сложности скважины к основному забойному навигационному модулю, при необходимости, присоединяются модули геофизических и технологических параметров. Рассчитанные на максимальную эффективность и гибкость, эти системы при этом более дешевы и экономичны в процессе эксплуатации по сравнению с любыми другими. Модульное исполнение телесистем с полной совместимостью модулей, даёт возможность приобретать его в любом наборе в виде отдельных секций или полностью комплект.

Основные технические характеристики известных телесистем, применяемых в практике бурения скважин на нефть и газ, приведены в табл. 9.1-9.5.

ТАБЛИЦА 9.1
ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЛЕСИСТЕМ

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЗТС (ЭКС)	Радиус (ПКС)	Sperry Sun SLIM (ГКС)	ГУОБИТ-С (ПКС)
1	2	3	4	5
Измеряемые параметры				
Зенитный угол, град.	1÷180 (±0,1)	1÷180 (±0,5)	0÷180 (±0,2)	1÷180 (±0.5)
Азимут, град.	0÷360 (±1,0)	0÷360 (±2,0)	0÷360 (±1,5)	1÷360 (±3)
Азимут ЗДО, град. (отклонитель, град.)	0÷360 (±2 в диап.ЗУ 3-7°, 173-177°; ±1 в диап.ЗУ 7-173°)	0÷360 (±3,0)	0÷360 (±2,5)	1÷360 (±3) 1÷360 (±1)
γ - излучение, мкР/ч	0÷250	0÷250	+	10÷200 (12%)
Температура, °С			+	0÷100 (±2)
Уровень продольной / поперечной вибрации				
Резистивиметрия, Ом/м	1÷200		+	
Технологическая характеристика телесистем				
Максим. забойная температура, °С	120	150	140	120
Максим. давление на забое, МПа	60	60	60	60

Продолжение табл. 9.1

Диаметр забойного модуля, мм	54; 42	44,5	44,5; 89	42
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	3000	Нет ограничений		Нет ограничений
Время обновления информации, с	21	0,05	инклин.– 9,3 γ-излучение – 11,3	0,05
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Антенна, специально оборудован-ные бурильные трубы	Вертлюг с лубрикатором; контактная муфта геофиз. кабеля	Гаситель пульсации давления	Немагнитное стыковочное устройство диаметром 90-215 мм
Особые требования к буровому раствору	Нет	нет	Отсутствие абразивной фракции, 1%	нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	Нет	да	нет	периодически
Дополнительные операции при наращивании	Нет	Разъединение и подъём муфты в ведущую трубу	нет	нет
Ограничения при вращении бурильной колонны	Нет	да	нет	нет
Изготовитель	ВНИИГИС, г. Уфа	ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»	Хьюстон, Техас: 77205, США	НПП «Потенциал», г. Харьков

ТАБЛИЦА 9.2

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	МАК-01 (ЭКС)	ПЕЛЕНГ (ПКС)	GEOLINK (ГКС и ПКС)	ИГЛА (ПКС)
Измеряемые параметры				
Зенитный угол, град	0-180 (±0.25)	0-130 (± 0.1)	0-180 (±0.05)	0-180 (±0.2)
Азимут ,град	0-360 (±2.0)	0-360 (±1.5)	0-360 (±1.0)	0-360 (±0.5)
Азимут ЗДО, град. (отклонитель, град.)	0-360 (±2.0)	0-360 (±1.0)	0-360 (±1.0) 0-360 (±0.5)	0-360 (±1.0)
γ - излучение, мкР/ч		скорость счета 7500 имп/с	0-268 API (±1.5%)	скорость счета 7500 имп./с
Температура, °С		0-125	0-200 ±1	+5 ... +80
Уровень продольной / поперечной вибрации			от -100g до +100g	5-60 Гц
Резистивиметрия, Ом/м			0,1-2000 (±1%)	
Давление, МПа	-	-	0-100 (± 0.25%)	-
Технологическая характеристика телесистем				
Максим. забойная температура, °С	105	125	150	120

Продолжение табл. 9.2

Максим. давление на забое, МПа	60	108	100	31
Диаметр забойного модуля, мм	108	42-66	73; 79; 89	30
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000	5000	5000
Время обновления информации, с	30	0,05	8-30 ср.время полной передачи 70-90	0.05
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Антенна	Кабельный переводник, посадочное устройство	Гаситель пульсации давления	Кабельный переводник, посадочное устройство
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	до 0.5% абразивной фракции при макс. потоке	Нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	нет	да	нет	да
Дополнительные операции при наращивании	нет	Установка устройств защиты кабеля	нет	Установка устройств защиты кабеля
Ограничения при ращении бурильной колонны	нет	да	нет	да
Изготовитель	СИБНА, г. Тюмень	ООО «Кубаньгаз-пром»	Великобритания	ООО «Кубаньгаз-пром»

ТАБЛИЦА 9.3

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ЭТО-4 ВНИИБТ (ПКС)	ГИРОКУРСОР (ПКС)	Sure Shot™ (ГКС)	МСТ-45 (ПКС)
Измеряемые параметры				
Зенитный угол, град	0-180 (±0.05)	0-180 (±0.15)	0-180 (±0.1)	0-180 (±0.5)
Азимут, град	0-360 (±1.0)	0-360 (±1.5)	0-360 (±1.0)	0-360 (±2.0)
Азимут ЗДО, град.(отклонитель, град.)	0-360 (±1.0) 0-360 (±1.5)	±180 (±1.0)	0-360 (±2.25) 0-360 (±1.0)	0-360 (±3.0)
γ - излучение, мкР/ч	5-200 (12%)		0-800 (±0.16) API	
Температура, °С	120	-	-	-
Уровень продольной и поперечной вибрации				
Резистивиметрия, Ом/м				
Технологическая характеристика телесистем				

Продолжение табл. 9.3

Максим. забойная температура, °С	120	85	150 и 175	80
Максим. давление на забое, МПа	60	40	137.9	40
Диаметр забойного модуля, мм	42	45	48	44
Предельная глубина передачи информа-ции с забоя, м	нет ограничений	5000		5000
Время обновления информации, с	0.05	0.05	5	0.05
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Токоприёмник, электропроводные секции в ведущей и бурильных трубах	Кабельный переводник, посадочное устройство	Гаситель пульсации давления	Вертлюг с лубрикатором; контактная муфта геоф. кабеля, посадочное устройство
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	Песок<3%	нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	периодически	да	нет	да
Дополнительные операции при наращивании	нет	Установка устройств защиты кабеля	нет	Установка устройств защиты кабеля
Ограничения при вращении бурильной колонны	нет	да	нет	да
Изготовитель	НПП «Потенциал», г. Харьков, Украина	АО «ННТ-Курс», г. Москва	APS Technology, США	ЗАО «УДМУРТНЕФТЬ-БУРЕНИЕ», г. Ижевск

ТАБЛИЦА 9.4

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	ГНОМ (ПКС)	ПИЛОТ (ПКС)	BecField (ГКС)	ОРБИ-3 (ПКС)
Измеряемые параметры				
Зенитный угол, град	0-120 (±0.1)	0-180 (±0.15)	0-180 (±0.05)	0-180 (±2.0)
Азимут, град	0-360 (±1.0)	0-360 (±1.5)	0-360 (±1.0)	0-360 (±2.0)
Азимут ЗДО, град. (отклонитель, град.)	0-360 (± 3.0) 0-360 (±1.0)	±180 (±1.0)	0-360 (±1.0)	0-360 (±3.0)
γ - излучение, мкР/ч	регистрация в относит. ед.			
Температура, °С	0-80 (±1.0)	0-120 (±2.0)	0-150 (±2.0)	
Давление, МПа	0-60 (±1.0)			

Продолжение табл. 9.4

Уровень продольной и поперечной вибрации				
Резистивиметрия, Ом/м				
Технологическая характеристика телесистем				
Максим. забойная температура, °С	120	85 и 125	150	100
Максим. давление на забое, МПа	60	60	100	40
Диаметр забойного модуля, мм	45	32		36
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000		5000
Время обновления информации, с	0.05	0.05	45, по отклонителю 6	0.05
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Вертлюг с лубрикатором; контактная муфта геоф. кабеля, посадочное устройство	Кабельный переводник, посадочное устройство	Гаситель пульсации давления	Вертлюг с лубрикатором; контактная муфта геоф. кабеля, посадочное устройство
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	Отсутствие абразивной фракции	нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	да	да	нет	да
Дополнительные операции при наращивании	Разъединение и подъём контактной муфты в вед. трубу	Установка устройств защиты кабеля	нет	Разъединение и подъём контактной муфты в ведущую трубу
Ограничения при вращении бурильной колонны	да	да	нет	да
Изготовитель		НПП «Пилот», г. Уфа	ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»	Завод «Уралгеофизприбор», г. Екатеринбург

ТАБЛИЦА 9.5

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)				
	УЗТС-90 (ГКС)	MWD GE Energy (USA) (ГКС)	«ЗАБОЙ» (ЭКС)	«ТРАССА» (ПКС)	Nevj Trak 11 Nevj Trak Gamma(ГКС)
Измеряемые параметры					
Зенитный угол, град	0-180 (±0.1)	0-190 (±0.1)	0-90	0-120 (±0.5)	0-180 (±0.2)
Азимут, град	0-360 (±0.25)	0-360 (±0.25)	0-360	0-360 (±2.0)	0-360 (±1.0)

Продолжение табл. 9.5

Азимут ЗДО, град. (отклонитель, град.)	0-360 (±0.5)	0-360 (±0.5)	0-360	±180 (±2.0)	0-360 (±1.5)
γ - излучение, мкР/ч	0-100 (10%)	+	1-200		+
Температура, °С			0-150 (±2.0)		0-150 (±3.0)
Уровень прод. и попер. вибрации	0-300 (10%)		5-50		
Резистивиметрия, Ом/м	0.1-200 (10%)		0,5-500		
Технологическая характеристика телесистем					
Максим. забойная температура, °С	85	150 и 175		120	150
Максим. давление на забое, МПа	80	20.000 psi		100	20.000 psi
Диаметр забой-ного модуля, мм	44.5	47.5	170	73	44.5
Предельная глубина передачи инфции с забоя, м			5000	5000	
Время обнов-ления информации, с				0.05	регулируемое
Специальное оборудование для оснащения буро-вого инструмента	Гаситель пульсаций давления	Гаситель пульсаций давления		Кабельный переводник, посадочное устройство	Гаситель пульсаций давления
Особые требо-вания к буровому раствору	Отсутствие абразивной фазы	Отсутствие абразивной фазы		нет	Содержание песка до 1,0%
Необходимость в геофизическом подъёмнике	нет	нет	Нет	да	нет
Дополнительные операции при наращивании	нет	нет	Нет	Установка устройств защиты кабеля	нет
Ограничения при вращении бурильной колонны	нет	нет	нет	да	нет
Изготовитель	ОАО «Электромеханика», г. С-Петербург	GE Energy, США	ГЕРС, Союзпромгеофизика, г. Тверь	ООО «Кубаньгазпром», г. Краснодар	Бейкер Хьюз ИНТЕК

Примечания к табл. 9.1-9.5: ЗДО – забойный двигатель-отклонитель; ЗУ – зенитный угол; диап. – диапазон; инклин. – инклинометрия; геоф. – геофизический.

9.2. Инклинометры

Для измерения траекторных параметров открытого ствола скважины или в колонне бурильных труб при остановках бурения применяются инклинометры.

Инклинометры разделяются по принципу работы датчиков азимута на магнитные и гироскопические.

Магнитные инклинометры измеряют зенитный угол и азимут скважины (положение корпуса инклинометра) в открытом стволе скважины или в диамагнитной трубе. Некоторые инклинометры измеряют и угол установки (положение) отклонителя, для чего они снабжаются наконечником и посадочным гнездом для ориентированной фиксации его направления с направлением действия отклонителя (меткой).

Гироскопические инклинометры отличаются от магнитных инклинометров тем, что в качестве датчика азимута используется гироскопы.

В качестве канала связи между забойным модулем и наземной аппаратурой инклинометров используется геофизический кабель с подъемником.

Техническая характеристика инклинометров приведена в табл. 9.6, 9.7, 9.8.

ТАБЛИЦА 9.6
ИНКЛИНОМЕТРЫ

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип инклинометра (вид датчиков)		
	Surwell (гироскопический)	G2 (гироскопический)	ИГМ-73-100/60М, ИГМ-42-85/60 (гироскопический)
Измеряемые параметры			
Зенитный угол, град	0-70 (±0.02)	0-180 (±0.05)	0-180 (±0.1) и (±0.25)
Азимут, град	0-360 (±0.5)	0-360 (±2.0)	0-360 (±1.0) и (±2.0)*
Отклонитель, град			
Технологическая характеристика инклинометров			
Максим. забойная температура, °С	116	85; 316 (с тепловым экраном)	100
Максим. давление на забое, МПа	60	83; 103 (с защитным кожухом)	60
Диаметр скважинного прибора, мм	44	55,9; 66 (с защитным кожухом); 76 (с тепловым экраном)	73 и 42
Пред. глубина передачи информации с забоя, м			6000
Время обновления информации, с	20		зависит от оператора 10-15 с
Длина скважинного прибора: -с центраторами или удлинителем, мм; - без удлинителя		4600 1300	2100 и 2500
Масса скважинного прибора, кг	-	-	-
Тактовая частота передачи информации или время измерения в одной точке, Гц/с			

Продолжение табл. 9.6

Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента		Защитный кожух по давлению и тепловой экран	Продавочное устройство для горизонтального участка ствола
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	да	да	да
Изготовитель	Sperry Sun	Sperry Sun	ГУП «Ижевский механический з-д», г. Ижевск

* - при величине зенитного угла больше 70° погрешность измерения азимута ИГМ73М и ИГМ42 (±2.0°) и (±3.0°).

ТАБЛИЦА 9.7

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип инклинометра (вид датчиков)			
	ИЭМ –36 (магнитный)	ИММИ 73-120/60У (магнитный)	SRG (гироскопический)	УГИ-42.03 (гироскопический)
Измеряемые параметры				
Зенитный угол, град	0-180 (±0.5)	0-100 (±1.0)	0-180 (±0.1)	0-180 (±0.1)
Азимут, град	0-360 (±4.0)	0-360 (±1.0)	0-360 (±0.1)*	0-360 (±1.0)*
Отклонитель, град		3-100 (+2) относительно апсидальной плоскости и по магнитному азимуту	0-360 (±0.125)	0-360 (±1.0)
Азимут отклонителя, град.				
Температура,°С			да	
Технологическая характеристика инклинометров				
Максим. забойная температура, °С	80	85 и 120	125 и 340	105,125
Максим. давление на забое, МПа	30	60	24.000 psi	60
Диаметр скважинного прибора, мм	36	73	$1^3/_4$" с тепловым экраном $2^1/_{16}$"	42
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000		зависит от давления, температуры.
Время обновления информации, с	25	0.05	2	непрерывно
Длина скважинного прибора с центраторами или удлинителем, мм	1650	3000		
Масса скважинного прибора, кг	8	25		

Продолжение табл. 9.7

Тактовая частота передачи информации или время измерения в одной точке, Гц/с	25 с	2		
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Продавоч-ное уст-ройство для горизонтального участка	Продавочное устройство для гориз. участка. Кабельный ввод через вертлюг, посадочное устройство	Продавочное устройство для горизонтального участка	Продавочное устройство для горизонтального участка
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	нет	нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	да	да	да	да

ТАБЛИЦА 9.8

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип инклинометра (вид датчиков)		
	ИММН 68-120/60, ИММН 36-120/40 (магнитный)	Феррозондовый инклинометр (магнитный)	ГИРОСКОП SRO (гироскопический)
Измеряемые параметры			
Зенитный угол, град	0-180 (±1.5)	0-180 (±0.15)	(±0.25)
Азимут, град	0-360 (±1.5-±2.0)	0-360 (±1.0)	0-360 (±1.5)
Отклонитель, град	0-360 (±1.5-±2.0) относительно апсидальной плоскости и по магнитному азимуту	0-360 (±1.0)	0-360 (±1.5)
Азимут отклонителя, град.			
Температура,°С		+	
Технологическая характеристика инклинометров			
Максим. забойная температура, °С	-10 ..+ 120	125	125
Максим. давление на забое, МПа	60	60	67
Диаметр скважинного прибора, мм	60 и 36	32	Защитный кожух-45мм; гироскопа – 38 мм.
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000		Зависит от длины кабеля
Время обновления информации, с	непрерывно		непрерывно
Длина скважинного прибора без центраторов или удлинителем, мм	2000 и 1950		
Масса скважинного прибора, кг	15 и 10		
Тактовая частота передачи информации или время измерения в одной точке, Гц/с			непрерывно

Продолжение табл. 9.8

Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Продавочное устройство для гориз. участка. Кабельный ввод через вертлюг, посадочное устройство		Продавочное устройство для горизонтального участка Кабельный ввод через вертлюг, посадочное устройство
Особые требования к буровому раствору	нет		нет
Необходимость в геофи-ическом подъёмнике	да		да
Изготовитель	ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа.	ЗАО НПФ «МОМЕНТ», г. С-Петербург.	Sperry Sun

9.3. Ориентаторы

Ориентаторы позволяют измерять угол установки двигателя-отклонителя, а некоторые конструкции и зенитный угол в процессе бурения скважины.

Забойный модуль ориентатора спускается на геофизическом кабеле внутрь бурильной колонны при остановке бурения и своим наконечником стыкуется с ориентирующим переводником, посадочное гнездо которого ориентировано относительно метки забойного двигателя-отклонителя.

Техническая характеристика ориентаторов приведена в табл. 9.9.

ТАБЛИЦА 9.9

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОРИЕНТАТОРОВ

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	ОИ-36 «СВЕТОФОР»	ОРБИ-36	ЭТО-2М
1	2	3	4
Измеряемые параметры			
Зенитный угол, град			0-120 (±1.0)
Азимут, град			
Отклонитель, град	0-360	0-360 (±3.0)	0-180 (±1.0)
Технологическая характеристика ориентаторов			
Максим. забойная температура, °С	80	120	
Максим. давление на забое, МПа	40	60	60
Диаметр скважинного прибора, мм	36	36	36
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	3000	5000	5000
Время обновления информации, с	непрерывное	0.05	0.05
Длина скважинного прибора без центраторов или удлинителем, мм	900	1650	700

Продолжение табл. 9.9

Масса скважинного прибора, кг		10	3.5
Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Продавочное устройство для горизонтального участка, стыковочное устройство типа «Зенит»	Посадочное устройство	Продавочное устройство для горизонтального участка типа «УПП», стыковочное устройство типа «ОП»
Особые требования к буровому раствору	нет	нет	нет
Необходимость в геофизическом подъёмнике	да	да и 3-х жильный кабель	да
Изготовитель	Завод «Уралгеофизприбор», г. Екатеринбург	Завод «Уралгеофизприбор», г. Екатеринбург	ЭЗ «ВНИИБТ»

10 СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВЫХ СТВОЛОВ

10.1. Технология забуривания и бурения боковых стволов

10.1.1. Общие положения

Бурение боковых стволов (БС) дает возможность увеличить дебит скважины за счет вскрытия пластов ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта, а также позволяет обойти зоны загрязнения и обводнения в пласте. Использование при этом технологии горизонтального бурения улучшит дренажную систему и условия эксплуатации продуктивного пласта. Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство БС значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения. Кроме того, БС проходит вблизи зоны продуктивного пласта, которая уже охарактеризована керновым материалом и каротажными данными, результатами испытания и эксплуатацией существующей скважины, что существенно сокращает затраты на геофизические исследования. Помимо экономического эффекта в денежном выражении бурение БС уменьшает техногенное воздействие буровых работ на окружающую среду и позволяет сохранить рабочие места в нефтегазодобывающих регионах.

С середины 50-х годов на нефтяных месторождениях СССР проводку БС из "окна" в обсадной колонне производили преимущественно параллельно существующему стволу. Такая технология была основана на не ориентируемом способе забуривания БС и использовалась только для обхода зон загрязнения и обводнения коллектора или механических препятствий в скважине. При наклонной проводке БС появляется возможность вскрытия наименее истощенной части продуктивного пласта с последующим его пересечением под большим углом или горизонтально.

Небольшие изолированные залежи нефти или газа могут быть вскрыты БС с большим смещением от вертикали с горизонтальным окончанием. Если отдельные пласты имеют достаточную мощность для размещения в них горизонтальных стволов, то очень эффективным способом является бурение нескольких расположенных друг за другом БС в эти пласты из одной скважины.

Строительство БС производится также с целью ликвидации сложных аварий (смятие эксплуатационной колонны, заклинивание бурильного инструмента или эксплуатационного оборудования в скважине, незапланированное цементирование колонны бу-

рильных или насосно-компрессорных труб и т.п.), возникших в процессе эксплуатации и ремонта скважины.

Таким образом, основными целями строительства БС являются:

- повышение производительности малодебитных или восстановление бездействующих скважин;
- интенсификация добычи углеводородов из малопроницаемых пластов;
- эксплуатация краевых участков месторождения без строительства новых скважин;
- переход на ниже лежащие продуктивные горизонты;
- эксплуатация не затронутых обводнением зон продуктивного пласта;
- вскрытие пропущенных пластов горизонтальным стволом;
- уточнение геологического разреза путём бурения разведочного бокового ствола.

При забуривании БС из эксплуатационной колонны реализуются следующие способы:

- вырезание участка обсадной колонны и забуривание БС с зарезного цементного моста;
- вырезание бокового окна в обсадной колонне и забуривание БС с клина-отклонителя.

Характеристика каждого из способов забуривания БС иллюстрируется таблицей, приведенной на рис. 10.1.

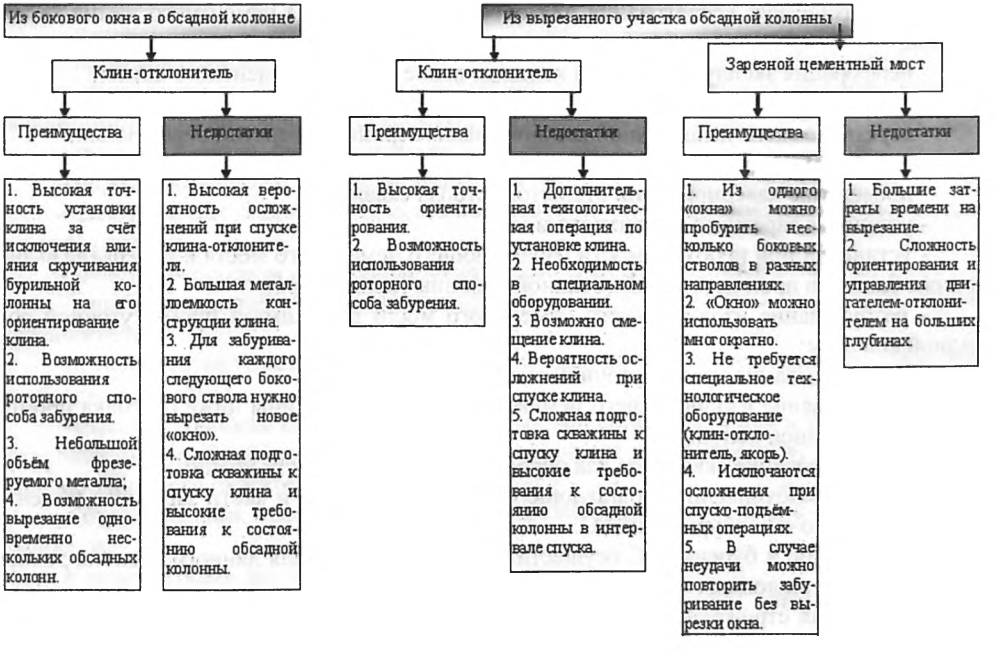


Рис. 10.1. Способы забуривания

На нефтегазовых месторождениях России используются две технологии забуривания БС из эксплуатационной колонны: с клина отклонителя через боковое окно роторным способом или забойным двигателем с зарезного цементного моста из вырезанного

интервала обсадной колонны. Забуривание БС с клина-отклонителя, установленного в вырезанном интервале обсадной колонны может производиться в случаях, когда горно-геологические условия не позволяют осуществить забуривание с помощью забойного двигателя-отклонителя или когда невозможно и неэффективно использование забойного двигателя, например, повышенная температура в скважине, высокая прочность горных пород, наличие осложнений в открытом интервале ствола в виде поглощений, значительная глубина при высоких требованиях к точности забуривания и бурения БС.

Следует отметить, что длина бокового окна в обсадной колонне определяется геометрией клина-отклонителя и обычно не превышает 2-4 м, в то время как при вырезании окна по всему сечению его длина ограничивается только технологической целесообразностью.

Строительство БС осуществляется по трём технологическим схемам:

- бурение БС после подъема верхней части эксплуатационной колонны;
- углубление скважины ниже башмака эксплуатационной колонны;
- забуривание БС из эксплуатационной колонны.

Каждая технологическая схема предусматривает проведение определённого комплекса технологических операций в скважине.

При строительстве БС путём подъёма части эксплуатационной колонны производится следующая последовательность подготовительных к забуриванию БС работ:

- геофизические исследования в эксплуатационной колонне;
- натяжка эксплуатационной колонны;
- геофизические исследования для определения границы цементного камня за колонной;
- перфорация эксплуатационной колонны выше границы цементного камня;
- промывка заколонной полости скважины через перфорационные отверстия;
- отрезание эксплуатационной колонны выше верхних отверстий перфорации;
- подъём отрезанной части эксплуатационной колонны;
- проведение кавернометрии открытого ствола скважины;
- установка зарезного цементного моста;
- установка при необходимости изолирующего цементного моста в интервале выше и ниже башмака промежуточной обсадной колонны (кондуктора);
- разбуривание изолирующего цементного моста до башмака промежуточной обсадной колонны;
- опрессовывание промежуточной обсадной колонны;
- разбуривание изолирующего цементного моста до глубины ниже башмака промежуточной обсадной колонны;
- опрессовывание скважины для определения герметичности крепи;
- полное разбуривание изолирующего цементного моста и части зарезного цементного моста до точки забуривания БС.

Забуривание и бурение БС осуществляется по типовой для данного региона технологии бурения наклонных и горизонтальных скважин.

Технология строительства БС после подъёма верхней части эксплуатационной колонны из открытого ствола может быть использована в скважинах, у которых цемент за эксплуатационной колонной находится не менее чем на 30 м ниже башмака промежуточной колонны (кондуктора).

К преимуществам данной технологической схемы строительства БС следует отнести возможность крепления ствола обсадной колонной диаметром 146 мм, а, при необходимости, и 168 мм.

Подготовительные операции к углублению скважины ниже башмака эксплуатаци-

онной колонны и последующему бурению БС сводятся к установке изоляционного цементного моста с целью перекрытия зоны перфорации эксплуатационной колонны. После чего производится опрессовывание скважины для определения герметичности крепи и последующем разбуривание изоляционного моста.

Для разбуривания цемента в башмачной трубе и технологической оснастки (цементировочные пробки, стоп - кольцо, заколонный пакер, ЦКОД и башмак) с целью обеспечения равнопроходного диаметра в обсадной колонне и выхода из эксплуатационной колонны используется КНБК в составе:

- торцевой фрезер (с армированием по периферии);
- «арбузный» фрезер;
- УБТС;
- гидравлический ясс;
- УБТС;
- обратный клапан;
- циркуляционный (перепускной) клапан.

После разбуривания башмака обсадной колонны производится контрольное бурение 1-2 метров горной породы с целью проверки наличия металлических предметов на забое скважин. Дальнейшие работы производятся в соответствии с проектом углубления ствола скважины.

Подготовительные работы перед вырезанием бокового окна в обсадной колонне с клина-отклонителя включают следующие технологические операции:

- шаблонирование эксплуатационной колонны;
- промывка скважины;
- проведение геофизических исследований в эксплуатационной колонне, включая инклинометрию с помощью гироскопического инклинометра;
- установка опорно-отсекающего цементного моста;
- опрессовывание эксплуатационной колонны;
- разбуривание опорно-отсекающего цементного моста до глубины установки клина-отклонителя;
- очистка скрепером внутренней поверхности эксплуатационной колонны;

шаблонирование эксплуатационной колонны до глубины установки клина-отклонителя.

Преимущества технологии забуривания БС с клина-отклонителя через боковое окно в обсадной колонне:

- высокая точность забуривания БС, так как при ориентировании и установке клина-отклонителя бурильная колонна не скручена, что имеет место при забуривании БС с помощью забойного двигателя-отклонителя;
- относительная простота технологии вырезания бокового окна с помощью фрез-райберов.

К недостатками данного способа можно отнести:

- необходимость дополнительных технологических операций, связанных с установкой клина-отклонителя;
- вероятность смещения клина-отклонителя в осевом или окружном направлении на любой стадии строительства БС;
- сложная подготовка скважины к спуску клина-отклонителя и высокие требования к состоянию обсадной колонны в интервале его спуска и установки;
- формирование резкого перегиба ствола в интервале забуривания БС.

Подготовительные работы к вырезанию участка обсадной колонны включают сле-

дующий комплекс работ:

- шаблонирование эксплуатационной колонны;
- промывка скважины;

проведение геофизических исследований в эксплуатационной колонне, включая инклинометрию с помощью гироскопического инклинометра;

- установка отсекающего цементного моста;
- опрессовывание эксплуатационной колонны;
- шаблонирование обсадной колонны до нижней границы интервала вырезания.

Преимуществами технологии забуривания БС с зарезного цементного моста являются:

- исключаются все операции и, соответственно, проблемы, связанные со спуском и установкой клина-отлонителя;
- требования к состоянию эксплуатационной колонны в части её проходного диаметра значительно ниже, чем при использовании клина-отклонителя;
- из вырезанного участка обсадной колонны можно пробурить несколько БС или повторить бурение в другом направлении в случае неудачи при бурении первого БС;
- исключаются осложнения связанные с прохождением бурильных и обсадных колонн через окно.

К недостаткам способа забуривания БС с зарезного цементного моста можно отнести:

- большие затраты времени на вырезание окна, длина которого может составлять 5-8 м и более;
- сложная технология забуривания БС с помощью забойного двигателя-отклонителя на больших глубинах.

10.1.2. Особенности технологии бурения боковых стволов, требования к комплексу технических средств

Особенности технологии бурения БС заключаются в следующем.

1. Бурение осуществляют на больших глубинах, так как точку забуривания БС стараются располагать как можно ближе к целевому продуктивному пласту.
2. Проводка значительной части интервала горизонтального БС производится непосредственно в продуктивном горизонте, что определяет высокие забойные температуры и наличие пластового флюида в шламе.
3. Бурение осуществляют по малому и среднему радиусам кривизны.
4. Для бурения используют долота с минимальным диаметром 118 мм.
5. Диаметр бурильных труб 89 мм или 73 мм.
6. Небольшие зазоры между элементами КНБК и бурильными трубами и стенкой скважины.
7. Ориентирование забойного двигателя-отклонителя производится в обсадной колонне, т.е. в магнитной среде.
8. Интервал забуривания БС находится вблизи обсадной колонны, что нарушает работу средств измерения с магнитным датчиком азимута.
9. Наличие резкого перегиба ствола скважины в месте забуривания.

Кроме того, условия строительства каждого БС в пределах месторождения или даже куста скважин могут существенно отличаться, так как со временем эксплуатации усиливается индивидуальность каждой типовой скважины из-за изменения состояния обсадной колонны, а также горно-геологических условий непосредственно за колонной и в про-

дуктивном пласте. Каждый БС может быть забурен на различной глубине, а значит в разных горно-геологических условиях. БС можно бурить параллельно старому стволу, наклонно, горизонтально или разветвленно-горизонтально.

Условия формирования окна, забуривания и бурения БС определяют следующие требования к комплексу технических средств, реализующих технологию.

1 Конструкция фрезы или вырезающего устройства должна предусматривать образование мелкой, не образующей клубков стружки, легко удаляемой из скважины. Вырезающее устройство, при необходимости, должно фрезеровать муфты обсадной колонны и удалять старый цемент в интервале вырезания.

2. Забойные двигатели-отклонители должны проходить под собственным весом внутри эксплуатационных обсадных колонн с наружным диаметром 168, 146 и 140 мм, искривлять ствол скважины по среднему радиусу кривизны.

3. Требования к конструкции и техническим характеристикам измерительного комплекса, включающего телеметрическую систему, малогабаритные инклинометры и систему ориентирования двигателя-отклонителя заключаются в следующем:

- система ориентирования двигателя-отклонителя должна иметь гироскопический датчик азимута;
- диаметр забойного модуля телесистемы и инклинометра не должен превышать 36 мм;
- диапазон рабочих температур от - 50°С до +120°С;
- предельное гидростатическое давление не менее 40 МПа.

В отечественной практике проводку наклонных и горизонтальных БС осуществляют преимущественно по среднему радиусу кривизны в диапазоне от 60 до 190 м. В зависимости от технологии направленного бурения указанный диапазон радиусов кривизны можно условно разделить на две части: 60-120 м и 120-190 м.

Выполнение искривленных интервалов профиля с радиусом 60-120 м осуществляется забойным двигателем-отклонителем только в режиме скольжения, а наклонно прямолинейные участки профиля - прямым забойным двигателем с центратором или забойным двигателем-отклонителем с относительно небольшим углом перекоса искривленного переводника. Таким образом, технология выполнения профиля БС с данным диапазоном радиусов кривизны предполагает применение отдельных КНБК для искривленных и прямолинейных участков.

Реализация всего профиля с радиусами кривизны свыше 120 м может быть осуществлена одной КНБК на основе забойного двигателя-отклонителя при комбинированной технологии бурения, что даёт возможность бурить такие БС за одно долбление без смены КНБК.

На начальном этапе применения технологии бурение наклонных и горизонтальных БС производили по радиусу 60-90 м, что обеспечивалось специальными забойными двигателями серии ДГ в размере 95, 106 и 108 мм. Такая технология позволила минимизировать длину ствола, максимально приблизить подвеску хвостовика к кровле целевого пласта при использовании стандартных обсадных труб и технологической оснастки для цементирования хвостовика.

В определённых горно-геологических условиях проводку БС можно осуществлять только по минимальному радиусу кривизны из указанного выше диапазона.

Например, продуктивная часть разреза Северо-Уренгойского НГКМ представлена пластами, коэффициент аномальности давления которых, в зависимости от степени выработанности пласта, изменяется от 0.6 до нормального значения. Кроме того над продуктивными пластами залегают "шоколадные" аргиллиты, склонные к интенсивному разрушению промывочной жидкостью в процессе бурения скважины [74]. Пласты про-

дуктивной пачки расположены на расстоянии от 10 до 30 м относительно друг друга, а на 20-30 м выше них расположены "шоколадные" аргиллиты, создающие значительные осложнения в процессе бурения стволов с зенитными углами свыше 30°.

При использовании проектного профиля БС с радиусом кривизны более 140 м в условиях Северо-Уренгойского НГКМ строительство горизонтальных боковых стволов из эксплуатационных скважин в соответствии с требованиями ПБ-08-624-03 [99], необходимо осуществлять по двухколонной конструкции хвостовика. Промежуточный хвостовик необходим для перекрытия «шоколадных» аргиллитов при вскрытии верхнего продуктивного пласта или несовместимых по пластовому давлению зон при строительстве боковых стволов на расположенные ниже пласты. Такое техническое решение существенно осложнит бурение и приведёт к значительному удорожанию работ. Кроме того, при двухколонной конструкции бокового ствола конечный диаметр эксплуатационной его части не может быть больше 89 мм, что негативно скажется на дебите скважины.

Задача строительства горизонтальных боковых стволов с одноколонной конструкцией «хвостовика» на Северо-Уренгойском НГКМ была решена за счёт применения профиля БС с радиусом кривизны менее 80 м и использования угла наклона ствола существующей скважины. Такое решение позволило осуществлять забуривание и бурение горизон-тального БС до объекта эксплуатации, в интервале между продутив-ными пластами.

С целью исключения осложнений в интервале их залегания «шоколадных» глин точка забуривания БС располагается на 3 м ниже их подошвы (табл. 10.1).

Проектный профиль бокового ствола включает участок ствола с радиусом кривизны 72 м, что соответствует интенсивности увеличения зенитного 8°/10 м (рис. 10.2), а также горизонтальный участок длиной 212 м.

Реализация данного профиля позволит осуществлять проводку бокового ствола с горизонтальным интервалом в продуктивном пласте с использованием обычного бурового раствора на водной основе при одноколонной конструкции хвостовика.

ТАБЛИЦА 10.1
ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТНОГО ПРОФИЛЯ БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БС

Вид участка	Координаты ствола, м			Длина ствола м	Длина интервала, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Интенсивность °/10м
	Глубина Z	Север X	Восток Y					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Точка забуривания	2943.0	-1172.0	666.0	3320.0		42.0	136.0	
Интервал увеличения зенитного угла	2966.7	-1209.4	702.1	3378.8	58.8	89.0	136.0	8.0
Горизонтальный участок	2970.4	-1362.4	849.9	3591.5	212.7	89.0	136.0	0

При величине радиуса кривизны БС равного 72 м бурение всего искривленного интервала профиля должно осуществляться в режиме скольжения ВЗДО. В этом случае БС формируется без локальных искривлений и уступов, что имеет место при комбинированной технологии направленного бурения. Получение гладкого ствола имеет принципиальное значение для процесса подготовки ствола и спуска хвостовика с фильтром, а также для обеспечения герметичной крепи бокового ствола выше объекта эксплуатации.

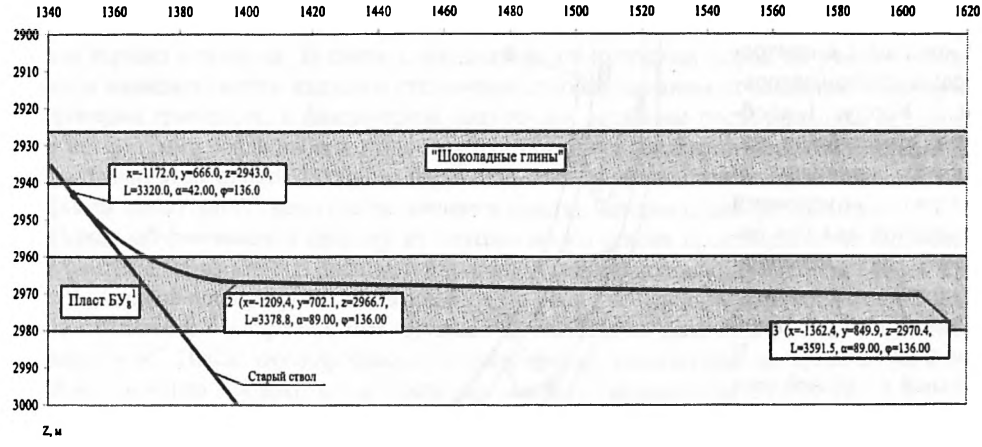


Рис. 10.2. Проектный профиль горизонтального БС на продуктивный пласт Северо-Уренгойского НГКМ

В конце 70-х годов зарубежные фирмы (Eastman Christensen и др.) начали проводить бурение горизонтальных БС длиной до 60 м с радиусом кривизны менее 9 м. Такой небольшой радиус кривизны получали при помощи комплекта специальных технических средств, включающего клин-отклонитель, гибкие утяжеленные бурильные трубы и специальную забойную компоновку. Бурение скважин проходило успешно, однако опыт показал, что возможность регулирования параметров траектории и длины горизонтального ствола этих скважин была ограниченной.

Для искривления ствола скважины с интенсивностью 5÷10°/1м была разработана забойная система трёх типоразмеров. Наименьшая по размерам система, предназначена для работы в обсадной колонне диаметром 140 мм и обеспечивает проводку ствола диаметром 114 мм при радиусе переходного интервала 5.8÷6.8 м и длине переходного интервала 9.1÷13.7 м. Следующие две системы могут быть использованы для бурения ствола диаметром 149 мм и 159 мм из обсадной колонны диаметром 178 и 194 мм соответственно. При этом радиус переходного интервала от вертикального ствола к горизонтальному составлял 8.8÷12.2 м, а длина переходного интервала – 13.7÷19.8 м.

Забойная система для перехода от вертикального к горизонтальному стволу состоит из следующих основных устройств: система ориентированного забуривания, не вращающийся корпус компоновки для набора кривизны, колонна из гибких вращающихся бурильных труб, внутренний приводной вал в корпусе и жесткая компоновка для бурения горизонтального отвода после набора заданной кривизны. Система ориентированного забуривания состоит из клина-отклонителя с углом скоса 7÷9°, служащего в качестве

направляющей, и специального якорь-пакера, при помощи которого производится установка и фиксация клина-отклонителя в стволе скважины в точке искривления. В состав этой компоновки входит также ориентационный переводник, переходник и фиксирующий запор.

Забойная система для ориентированного набора кривизны (рис. 10.3) состоит из не вращающегося гибкого корпуса 1 с центраторами-стабилизаторами 2. Корпус 1 сообщает компоновке заданную кривизну и содержит внутренний приводной вал (не показан) для передачи вращения от вертикальной бурильной колонны к долоту 4. В верхней и нижней частях корпуса 1 установлены радиально-осевые опоры 3 (одна в верхней, другая в нижней части компоновки). Благодаря радиально-осевым опорам 3 обеспечивается передача нагрузки при бурении на не вращающийся гибкий корпус 1 и одновременно - передача крутящего момента от внутреннего приводного вала к долоту 4. Во время бурения не вращающийся гибкий корпус 1 сохраняет заданное положение для набора необходимой кривизны. Благодаря специальным сквозным прорезям через равные промежутки в стенках корпуса на 2/3 по диаметру он имеет гибкость, необходимую для перехода от вертикального ствола к горизонтальному. При забуривании из вертикального ствола не вращающийся корпус 1 под нагрузкой создает боковое усилие величиной около 0.45 т, под действием которого долото 4 осуществляет бурение переходного интервала по заданной траектории, центраторы-стабилизаторы 2, расположенные на внешней стороне не вращающегося корпуса 1, способствуют поддержанию заданной интенсивности набора кривизны при забуривании из вертикального ствола, а также препятствуют повороту корпуса 1 за счёт трения приводного вала.

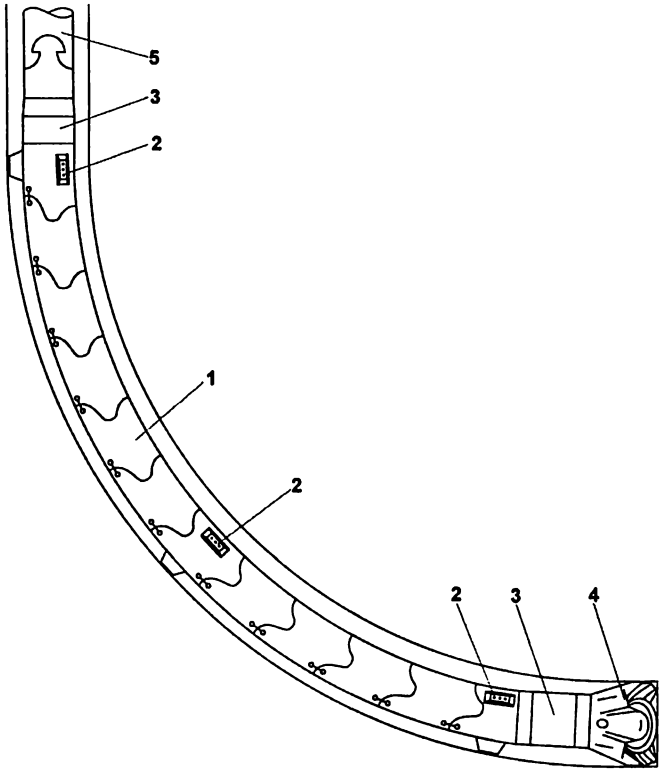


Рис. 10.3. Устройство для искривления ствола по малому радиусу при бурении роторным способом

Часть бурильной колонны 5, расположенной непосредственно над компоновкой для набора кривизны состоит из гибких труб длиной по 6.1 м со сквозными прорезями в стенках грибовидной формы, что обеспечивает достаточную гибкость колонны. Длина

секции гибких бурильных труб 5 должна быть не короче интервала увеличения зенитного угла ствола скважины до проектного значения.

Жесткая забойная компоновка для бурения горизонтального ствола после набора заданной кривизны, состоит из долота, двух наддолотных калибраторов, секции гибких приводных бурильных труб длиной 60÷90 м и переходника. Корректировка траектории горизонтального ствола, в случае необходимости, производится за счёт изменения диаметра наддолотных калибраторов (путем их замены) в зависимости от поставленной задачи - поддержание заданной траектории, небольшое увеличение или уменьшение кривизны горизонтального отвода. Вращение бурильной колонны осуществляется о поверхности при помощи верхнего привода. В связи с неоднородностью горных пород на участке набора кривизны возможно незначительное отклонение ствола скважины от заданной траектории. Для проверки траектории и фактической полученной кривизны после проходки примерно 2/3 расчетного интервала набора кривизны в скважину спускается инклинометр и измеряется зенитный угол ствола. В случае необходимости производится соответствующая корректировка траектории бурения на оставшемся участке интервала набора кривизны.

Перед забуриванием в сторону из вертикального ствола производятся необходимые подготовительные работы. В эксплуатационной обсадной колонне диаметром 140 мм при помощи специального устройства вырезается по всему сечению «окно» общей протяженностью не менее 6.7 м, причем этот интервал начинается на расстоянии 0.9 м выше точки забуривания БС. После этого производится расширение образовавшегося промежутка в обсадной колонне (до 229 мм) при помощи раздвижного расширителя с последующей установкой цементного моста. Затем производится разбуривание цементного моста по всему интервалу при помощи жесткой КНБК. В пробуренный участок ствола спускается ориентационная компоновка с направляющим клином-отклонителем и нижним специальным якорь-пакером. После этого в скважину на кабеле опускается гироскопический прибор для определения положения ориентационной оборки. В соответствии с показаниями этого прибора производится поворот бурильной колонны в нужном направлении до получения заданного положения ориентационной сборки. После этого производится фиксация ориентационной оборки в скважине при помощи якорь-пакера. Затем в скважину спускается забойная компоновка для набора кривизны (рис. 10.3) и производится забуривание БС.

При бурении в интервале набора кривизны скорость вращения долота поддерживалась в пределах 20÷45 об/мин. В конце этого интервала скорость вращения увеличивали до 60 об/мин, а при проводке горизонтального ствола - до 100 об/мин. Точность поддержания заданной траектории на горизонтальном участке составляет ±2°. При наличии неустойчивых горных пород в интервале набора кривизны и/или в продуктивном пласте в горизонтальный ствол спускается щелевой фильтр-хвостовик или же перфорированный фильтр-хвостовик с проволочной обмоткой. По существующей технологии, цементирование таких хвостовиков не производится.

Использование забойного двигателя-отклонителя для бурения скважин по малому радиусу кривизны позволяет существенно уменьшить стоимость бурения горизонтальных скважин за счет увеличения механической скорости бурения и длины горизонтального ствола. Кроме того, имеется возможность использовать малогабаритную телеметрическую систему для контроля за параметрами ствола скважины и за положением забойного двигателя-отклонителя в процессе бурения, что существенно улучшит управление процессом проводки искривленного участка скважины.

Институтом ВНИИБТ совместно с фирмой «Preussag» (Германия) разработан винтовой забойный двигатель для бурения по малому радиусу. Схема забойной компоновки, включающей такой забойный двигатель, представлена на рис. 10.4. Забойная компоновка состоит из долота 1, шпинделя 2 винтового забойного двигателя с децентратором 3, ра-

бочей пары 4. Корпуса шпинделя 2 и рабочей пары 4 связаны между собой межсекционным шарниром 5 плоскостного типа. Корпус забойного двигателя связан с бурильной колонной 6 через верхний шарнир 7, плоскость и направление искривления которого совпадают с аналогичными показателями межсекционного шарнира 5. Над забойным двигателем может быть установлен переливной клапан 8. Шарниры 5 и 7 имеют подпоры 9.

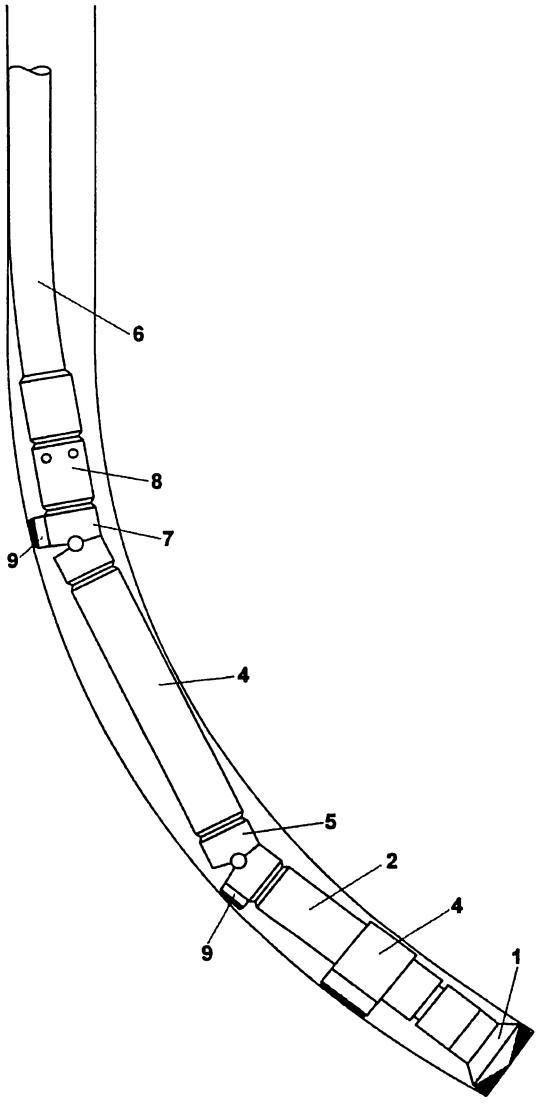


Рис. 10.4. Схема КНБК для бурения забойным двигателем по малому радиусу

10.2. Технические средства для создания окна в обсадной колонне

10.2.1. Вырезающие устройства и расширители

Вырезающие устройства предназначены для вырезания по всему сечению участков обсадных колонн с целью забуривания БС, а также для отрезания части обсадной колоны при выполнении изоляционных работ и т.п. Первые отечественные образцы вырезающих устройств разработаны конструкторами ВНИИБТ.

Вырезающее устройство включает следующие основные узлы: расположенный в верхней части корпуса центратор 1, подпружиненный поршень 2 с толкателем 3 для выдвижения резцов 4 (рис. 10.5).

В рабочее положение вырезающее устройство приводится за счёт перепада давления промывочной жидкости между над и подпоршневыми полостями корпуса устройства. Под действием давления промывочной жидкости поршень 2, сжимая пружину, смещается вниз, выдвигая при этом толкателем 3 резцы 4 в радиальном направлении. После прорезания обсадной трубы резцы 4 занимают рабочее положение и фиксируются толкателем 3, который при этом располагается между резцами 4. При данном положении резцов 4 производится фрезерование обсадной трубы.

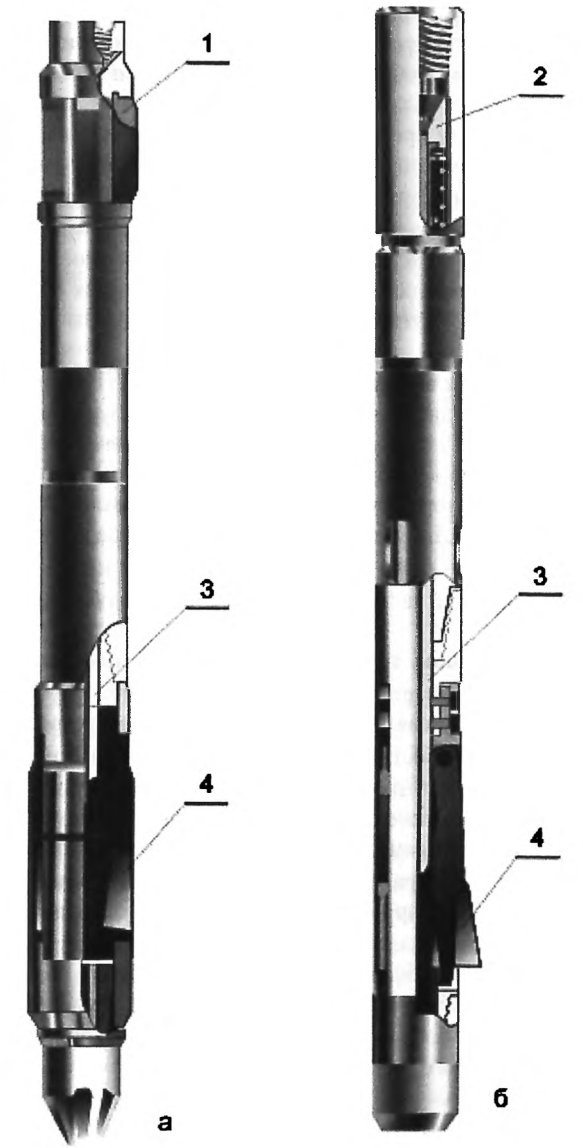


Рис. 10.5. Вырезающее устройство конструкции ВНИИБТ: а- типа УВ; б – типа УВУ. 1 – центратор; 2 – поршень; 3 – толкатель;4– резец

После завершения формирования окна в обсадной колонне подача промывочной жидкости прекращается. Под действием пружины поршень 2 с толкателем 3 смещается вверх, освобождая при этом резцы 4, которые занимают транспортное положение. В том случае, если усилия возвратной пружины окажется недостаточным для перемещения поршня 2, то за счёт натяжения бурильной колонны раскрывается защёлка, фиксирующая части корпуса вырезающего устройства. Верхняя часть корпуса вместе с поршнем 3

и толкателем 3 смещается вверх относительной нижней части с резцами 4. При этом последние получают возможность вернуться в исходное транспортное положение.

Работа по вырезанию окна в обсадной колонне с помощью вырезающего устройства типа УВ (УВУ) осуществляется следующим образом.

Перед спуском в скважину проверяется надежность раскрытия и закрытия резцов 4 вырезающего устройства путем прокачивания через него промывочной жидкости в количестве 10 ÷ 12 л/с. При этом перепад давления на устройстве должен быть в пределах 20 ÷ 40 атм. При прокачивании промывочной жидкости резцы 4 должны выдвигаться из корпуса, а после прекращения циркуляции занимать транспортное положение.

В зависимости от диаметра обсадной колонны выбирается бурильный инструмент диаметром 73 мм или 89 мм и утяжеленные бурильные трубы диаметром 95 мм или 108 мм длиной не менее 30 ÷ 40 м.

Компоновка, включающая вырезающее устройство и УБТ, спускается до начала интервала вырезания окна в обсадной колонне согласно меры бурильного инструмента. По окончании спуска бурильного инструмента по реперу производится привязка вырезающего устройства относительно муфтовых соединений обсадной колонны геофизическими методами, например, локатором муфт (ГК-ЛМ) путем наложения кривых ГК-ЛМ в бурильном инструменте и ГК-ЛМ в обсадной колонне. После спуска вырезающего устройства на проектную глубину, ниже муфтового соединения на 0.5 ÷ 1.0 м, путем вращения вырезающего устройства с частотой 0.5 ÷ 1.0 $с^{-1}$(30-60 об/мин) прорезается стенка обсадной трубы.

Прорезание стенки обсадной трубы фиксируется по снижению перепада давления на 1.0 ÷ 1.5 МПа, что характеризует полное раскрытие резцов вырезающего устройства. Через 15 ÷ 20 мин создаётся осевая нагрузка на вырезающее устройство от 0.5 до 1 т и постепенно увеличивается количество прокачиваемой жидкости до 14 ÷16 л/с. Через каждые 0.5÷1.0 м фрезерования производится профилактическая промывка скважины.

Для предупреждения осложнений, связанных накоплением стальной стружки в скважине, рекомендуется устанавливать магниты на выходе бурового раствора, а также прокачивать вязкие пачки раствора через каждые 3.0÷4.5 м фрезерования обсадной колонны. Для этого останавливают процесс фрезерования и закачивают на забой пачку раствора вязкостью 70÷80 сП при подаче около 8 л/с.

При фрезеровании участка обсадной колонны в скважине с большим углом наклона перед прокачкой высоковязкой пачки промывочной жидкости раствора рекомендуется закачать пачку с низкой вязкостью. Минимальная скорость бурового раствора в кольцевом пространстве должна быть 0.65÷0.70 м/с.

Процесс фрезерования обсадной колонны продолжается до проектной глубины или полного срабатывания резцов вырезающего устройства, которое сопровождается резким уменьшением механической скорости фрезерования.

При фрезеровании колонн из сталей групп прочности J-55, K-55, N-80 подбирается повышенная частота вращения и пониженная нагрузка на вырезающее устройство. Фрезерование обсадной колонны из сталей P-110 и N-80 целесообразно осуществлять с пониженной частотой вращения и пониженной нагрузкой на вырезающее устройство.

Перед подъемом бурильного инструмента скважина промывается в течение 1.0÷1.5 циклов с производительностью насоса 14÷16 л/с.

Для продолжения работы необходимо заменить резцы и произвести спуск вырезающего устройства в скважину, проработать пройденный интервал и продолжить фрезерование. После завершения технологического этапа вырезания участка обсадной колонны скважина промывается и производится подъем вырезающего устройства. В интер-

вале вырезанного участка эксплуатационной колонны, ствол скважины может быть расширен с помощью раздвижного расширителя.

Основные технические характеристики вырезающих устройств типа УВУ конструкции ВНИИБТ приведены в табл. 10.2.

ТАБЛИЦА 10.2
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫРЕЗАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ТИПА УВУ (ВНИИБТ)

Показатели	Шифр вырезающего устройства			
	УВ.114*	УВУ-168	УВУ-178	УВУ-219
Диаметр вырезаемой обсадной колонны, мм	140, 146	168	178	219
Диаметр корпуса, мм	114	138	148	190
Диаметр по раскрытым резцам, мм	175	212	220	265
Количество резцов, шт.	5	5	5	5
Длина, мм	1955	1916	1916	1916
Масса, кг	125	166	172	212
Расход промывочной жидкости, л/с	10-16	10-16	10-16	10-16
Частота вращения, $с^{-1}$	0.5-1.5	0.66-1.17	0.66-1.17	0.5-1.0
Максимальная осевая нагрузка на резцы, кН	40	40	40	40
Механическая скорость фрезерования, м/час	0.5-1.0	0.5-1.0	0.5-1.0	0.3-0.7

*Устройство УВ-114 отличается от вырезающих устройств типа УВУ способом крепления резцов.

Устройства вырезающие гидравлические (УВГ) производства ОАО НПП «Бурсервис» (рис. 10.6) представляют собой гидравлическое устройство, в котором режущие лопасти выдвигаются в рабочее положение за счет давления промывочной жидкости, а полное раскрытие лопастей фиксируется падением давления на манометре напорной линии манифольда. Устройство поставляется с обратным клапаном для предотвращения зашламовывания механизма при остановке циркуляции и комплектом центраторов для различных толщин стенок обсадных труб. Режущие лопасти заменяются в условиях буровой [1]. Техническая характеристика вырезающих устройств типа УВГ представлены в табл. 10.3.

Вырезающие устройства типа ФР (рис. 10.7) производства НПП «Азимут», предназначены для вырезания участка обсадной колонны по всему сечению в любом интервале ствола скважины для последующего забуривания боковых стволов [1]. Устройство поставляется с обратным клапаном и комплектом центраторов. Представляет собой гидравлическое устройство, в котором за счет перепада давления промывочной жидкости режущие лопасти выдвигаются в рабочее положение. Полное раскрытие лопастей фиксируется падением давления на манометре напорной линии манифольда. Режущие лопасти заменяются в условиях буровой. Основные параметры приведены в табл. 10.4.

Технология применения вырезающего устройства УВГ и ФР устанавливается инструкцией по эксплуатации.

С целью улучшения условий забуривания и крепления БС, а также изоляции пластов в интервале вырезанного участка обсадной колонны используются раздвижные расширители типа РР производства ОАО НПО «Буровая техника» (рис. 10.8).

ТАБЛИЦА 10.3
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВЫРЕЗАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ТИПА УВГ

Обозначение	Диаметр корпуса, мм	Условный диаметр вырезаемой колонны, мм	Резьба замковая ГОСТ 28487-90
УВГ-92/114	92	114	З-76
УВГ-114/146	114	146	З-76
УВГ-140/168	140	168	З-102

ТАБЛИЦА 10.4
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВЫРЕЗАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ТИПА ФР

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Диаметр вырезаемой обсадной колонны, мм	Резьба замковая ГОСТ 28487-90
ФР-92/114	92	114	З-76
ФР-114/140	114	140	З-86
ФР-114/146	114	146	З-50
ФР-146	114	146	З-50
ФР-146 М	114	146	З-86
ФР-168	140	168	З-88, З-86



Рис. 10.6. Вырезающее устройство УВГ

Раздвижные расширители созданы на основе конструктивной схемы вырезающего устройства УВУ и собираются совместно с деталями вырезающего устройства путем замены корпуса с резцами для резания металла, на корпус с лопастями для разбуривания горных пород.

Основные параметры раздвижного расширителя типа РР приведены в табл. 10.5

Расширители раздвижные гидравлические (РРГ) производства НПП «Азимут» (табл. 10.6), предназначены для увеличения диаметра ствола скважины в любом интервале открытого ствола (рис. 10.9). Применяются для расширения боковых стволов из ранее пробуренных обсаженных скважин, а также для расширения в продуктивном интервале с целью увеличения дебита скважины.

ТАБЛИЦА 10.5
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАЗДВИЖНОГО РАСШИРИТЕЛЯ ТИПА РР

Обозначение	Диаметр расширителя в транспортном положении, мм	Диаметр расширителя в рабочем положении, мм	Резьба замковая по ГОСТ 28487-90
РРГ-114/146	114	146	З-76
РРГ-114/152	114	152	З-76
РРГ-120/240	120	240	З-86
РРГ-132/168	132	168	З-88
РРГ-138/280	138	280	З-88



Рис. 10.7. Вырезающее устройство ФР

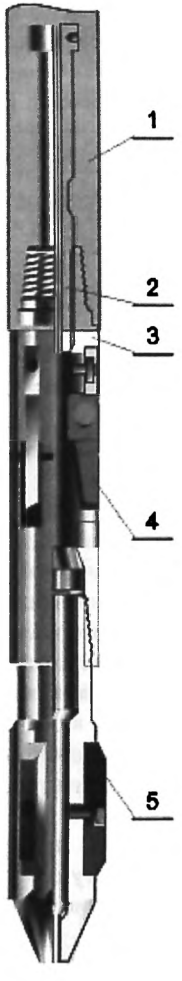


Рис. 10.8. Раздвижной расширитель РР.
1 - корпус вырезающего устройства;
2 - толкатель; 3 - корпус расширителя;
4 - лопасть; 5 – центратор



Рис. 10.9. Раздвижной расширитель РРГ

ТАБЛИЦА 10.6
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАЗДВИЖНОГО РАСШИРИТЕЛЯ ТИПА РРГ

Обозначение	Диаметр расширителя в транспортном положении, мм	Диаметр расширителя в рабочем положении, мм	Резьба замковая по ГОСТ 28487-90
РРГ-114/146	114	146	З-76
РРГ-114/152	114	152	З-76
РРГ-120/240	120	240	З-86
РРГ-132/168	132	168	З-88
РРГ-138/280	138	280	З-88

10.2.2. Технические средства для вырезания бокового окна

Вырезание бокового «окна» в обсадной колонне производится при помощи фрезер-райберов различной конструкции в сочетании с клиновым отклоняющим устройством (клин-отклонитель).

Основными элементами клина-отклонителя являются:

- опора с фиксирующим механизмом;
- корпус с направляющей поверхностью;
- транспортировочный узел.

Фиксирующий механизм опоры имеет захватные устройства плашечного или замкового типа с механическим или гидравлическим приводом для закрепления корпуса клина-отклонителя в обсадной колонне или может быть выполнен в виде экспандируемой трубы. Транспортировочный узел присоединяется к клину-отклонителю при помощи срезных элементов. Спуск клина-отклонителя может осуществляться вместе с фрез-райбером.

Перед спуском проводится оценка возможности свободного прохождения клина-отклонителя к месту его установки с помощью печати, а затем специального шаблона, имеющие следующие размеры:

$$D_{П} = D_{ВН} - (10 \div 12);\ D_{Ш} = D_{О} - (3 \div 4);\ L_{Ш} = L_{О} + (2 \div 3) \qquad (10.1)$$

где $D_{П}$ - диаметр печати, мм;
$D_{ВН}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, мм
$D_{Ш}$ – диаметр шаблона, мм;
$D_{О}$ – максимальный диаметр клина-отклонителя, мм;
$L_{Ш}$, $L_{О}$ –длина шаблона и клина-отклонителя соответственно, м.

После шаблонирования обсадной колонны собирается КНБК с клином-отклонителем и ориентирующим устройством. Обязательно проверяется работоспособность канала связи ориентирующего устройства. Производится спуск клина-отклонителя с телеметрической системой или ориентирующим устройством (в вертикальном стволе с гироскопом) до заданной глубины и установка клина на текущий забой скважины. Спуск компоновки на стальных бурильных трубах ведётся со скоростью не более 0.2 м/сек с замером длины бурильной колонны. Установка клина-отклонителя в наклонно направленных скважинах производится с учётом предотвращения выпадения клина из обсадной колонны при проведении дальнейших работ по бурению БС, поэтому клин-отклонитель

устанавливается с ориентацией его рабочей поверхности в направлении фактического азимута искривления ствола скважины на участке зарезки, в пределах ±30°. В вертикальных скважинах клин-отклонитель устанавливают только в направлении проектного азимута зарезки БС.

Типовая КНБК для спуска и посадки клина-отклонителя для вырезки окна за один рейс роторным способом включает следующие элементы:

- клин-отклонитель с якорным устройством;
- стартовый фрез-райбер, присоединённый к клину-отклонителю срезными штифтами;
- нижний «арбузный» фрез-райбер;
- гибкий патрубок;
- верхний «арбузный» фрез-райбер;
- телесистема или ориентирующее устройство;
- УБТ;
- гидравлический ясс;
- УБТ;
- циркуляционный клапан;
- бурильные трубы.

При проведении работ в не осложнённых условиях вырезание бокового окна может производиться КНБК без гидравлического ясса.

После определения положения рабочей поверхности клин-отклонитель устанавливают в требуемое положение вращением по часовой стрелке бурильной колонны ротором буровой установки с последующим расхаживанием бурильной колонны на длину квадрата 3-4 раза.

При заданных размерах клина-отклонителя длина вырезания «окна» L в метрах определяется по формуле:

$$L = \frac{D_o}{tg\,\beta} \tag{10.2}$$

где Do – диаметр клина – отклонителя, м
ß – угол скоса клина – отклонителя, град.

С учётом технологических размеров фрезер-райбера длина «окна» определяется по формуле:

$$L = D_{\text{ВН}} \cdot ctg\,\beta - \frac{D_{\text{MAX}} - D_{\text{MIN}}}{2 \cdot sin\,\beta} - h \tag{10.3}$$

где $D_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м
D_{MIN}, D_{MAX} – минимальный и максимальный диаметр фрез-райбера соответственно, м
h – высота цилиндрической части фрез-райбера, м.

При применении клина-отклонителя следует учитывать следующее:

- при использовании клина с плоской рабочей поверхностью, по сравнению с желобообразной, максимально возможная длина «окна» может быть увеличена на 350÷380 мм;

- при уменьшении угла скоса клина с 2.5° до 1.5° максимальная длина «окна» увеличивается в 1.5 раза.

В зависимости от назначения фрез-райбер может быть выполнен в виде усечённого конуса, цилиндра, быть арбузообразным или иметь различные сочетания указанных рабочих поверхностей. Режущую часть фрез-райбера армируют твёрдым сплавом. Фрезрайберы бывают профильные, которые предназначены для реализации поэтапной технологии формирования «окна» в обсадной колонне и универсальные, с помощью которых образование «окна» полного профиля производится за один рейс.

Полный комплект для выполнения поэтапного прорезания обсадной колонны включает следующие профильные фрез-райберы:

- стартовый или зарезной – предназначен для начального прорезания обсадной колонны;
- оконный или проходной – предназначен для вырезания "окна" полного профиля;
- арбузообразный или калибрующий – предназначен для расширения и калибрования «окна».

Типовой режим вырезания бокового окна стартовым фрез-райбером: осевая нагрузка – 1.0-3.0 тонны (максимум – 4.5 тонны), частота вращения ротора – 60-90 об/мин. Работы по вырезанию «окна» в колонне «оконными» фрез-райберами продолжаются на длину клина с углублением в горную породу по возможности ниже «окна» на 5 - 8 м. В случае «провала» КНБК вдоль эксплуатационной колонны после вырезания окна производится крепление приствольной зоны скважины путём установки цементного моста в интервале размещения клина – отклонителя.

Комплект оборудования для вырезания бокового окна в обсадной колонне производства ООО «ИНКОС» состоит из клина–отклонителя серии ОКМ и комплекта фрез–райберов серии КФР.

Комплект фрез-райберов КФР включает (рис. 10.10):

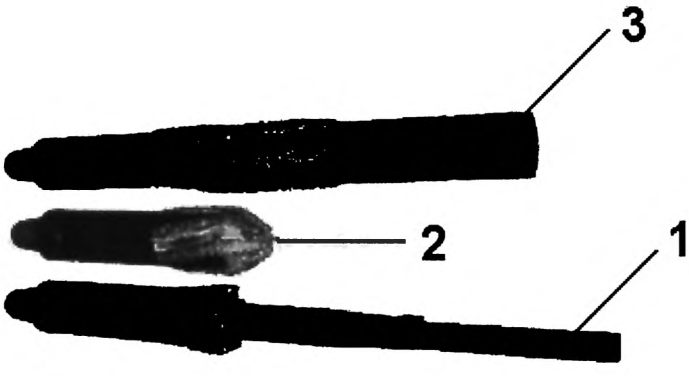


Рис. 10.10. Комплект фрез-райберов КФР. 1 – зарезной; 2 – проходной; 3 - калибрующий

- фрез–рабер «зарезной» ФРЗ;
- фрез–райбер «проходной» ФРП;
- фрез–райбер «калибрующий» ФРК.

Техническая характеристика оборудования ООО «ИНКОС» представлена в табл. 10.7, 10.8 и 10.9.

ТАБЛИЦА 10.7
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКТА ФРЕЗ-РАЙБЕРОВ КФР

Характеристики	КФР – 121.ИН	КФР – 124.ИН	КФР – 142.ИН	КФР – 150.ИН	КФР – 190.ИН	КФР – 216.ИН
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140	146	168	178	219	245
Диамер, мм	121	124	142	150	190	216
Рекомендуемая частота вращения, об/мин	70–100	70–100	70–100	70–100	70–100	70–100
Присоединительная резьба	3–76	3–76	3–88	3–102	3–133	3–133

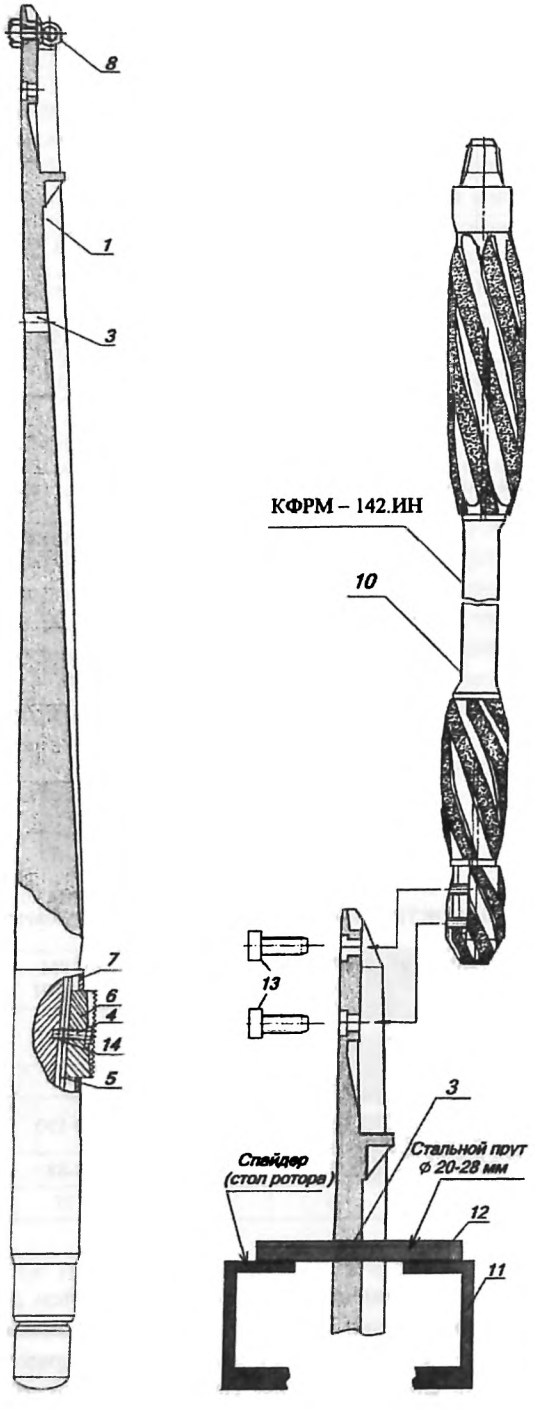
ТАБЛИЦА 10.8
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ ТИПА ОКС

Параметры	ОКС-115.ИН	ОКС- 120.ИН	ОКС-135.ИН
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168
Угол наклона отклоняющей поверхности, град	2	2	2
Диаметр клина-отклонителя, мм	110	114	127
Длина клина-отклонителя в сборе перед спуском в скважину, мм	5300	5680	6360
Длина клина-отклонителя закреплённого на забое, мм	4850	5150	6000
Стрела прогиба, мм	6	8	10
Масса, кг	190	220	320

ТАБЛИЦА 10.9
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКСНОГО ФРЕЗ-РАЙБЕРА КФРМ

Параметры	КФРМ-118.ИН	КФРМ-121.ИН	КФРМ-124.ИН	КФРМ-142.ИН	КФРМ-144.ИН
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140	140	146	168	168
Диаметр, мм	118	121	124	142	144
Рекомендуемая частота вращения, об/мин	70-100	70-100	70-100	70-100	70-100
Присоединительная резьба	3-86	3-86	3-86	3-88	3-88
Масса, кг	70	74	75	77	77

Стартовый фрез-райбер спускается в скважину вместе с клином-отклонителем до искусственного забоя. При разгрузке бурильной колонны срезаются шпильки, удерживающие плашки якоря клина-отклонителя. При смещении клина вниз плашки внедряются в обсадную труб и фиксируют клин-отклонитель от поворота. При дальнейшей разгрузке бурильной колонны срезается шпилька, соединяющая стартовый фрез-райбер с клином-отклонителем, после чего осуществляется прорезание бурильной трубы стартовым фрез-райбером на длину 0.5÷0.6 м. Вторым рейсом для формирования бокового окна



полного профиля спускается компоновка, включающая проходной и калибрующий фрез-райберы, соединённые специальным валом.

С помощью комплексного фрез–райбера серии КФРМ и клина-отклонителя серии ОКС (ООО «ИНКОС») производится вырезание бокового окна за один рейс.

В табл. 10.9 приведены основные технические данные клина-откло-нителя типа ОКС и комплексного фрез-райбера КФРМ [1].

Клин-отклонитель ОКС состоит из корпуса с направляющей поверхностью 1, узла фиксации, выполненного в виде плашкодержателя 7, плашки 6, направляющей 5 и срезного установочного болта 4. В нижней части плашкодержателя 7 установлен на резьбе ОТТМ съёмный башмак 2. Комплексный фрез-райбер крепится к корпусу со стороны направляющей поверхности 1 с помощью двух срезных болтов 13 (рис. 10.11).

Клин-отклонитель поставляется в транспортном положении с установленной в верхней части корпуса рым-гайкой 8. Для удобства монтажа в направляющей поверхности 1 корпуса выполнено сквозное отверстие 3 для размещения в нём стального стержня 12, который необходим для установки устройства на роторе буровой установки. При установке клина-отклонителя на искусственный забой 16 (рис. 10.12) за счёт веса бурильной колонны срезается установочный болт 4. Направляющая 5, перемещаясь относительно плашкодержателя 7, выдвигает плашку 6, которая

Рис. 10.11. Схема сборки клина-отклонителя типа ОКС и комплексного фрез-райбера КФРМ.

врезается в стенку обсадной трубы 15. Плашка 6 имеет особую форму (рис. 10.12), которая обеспечивает внедрение её рёбер в стенку обсадной трубы в радиальном направлении, что не требует предварительной подготовки места фиксации клина-отклонителя. При этом корпус прижимается к диаметрально противоположной стенке обсадной трубы

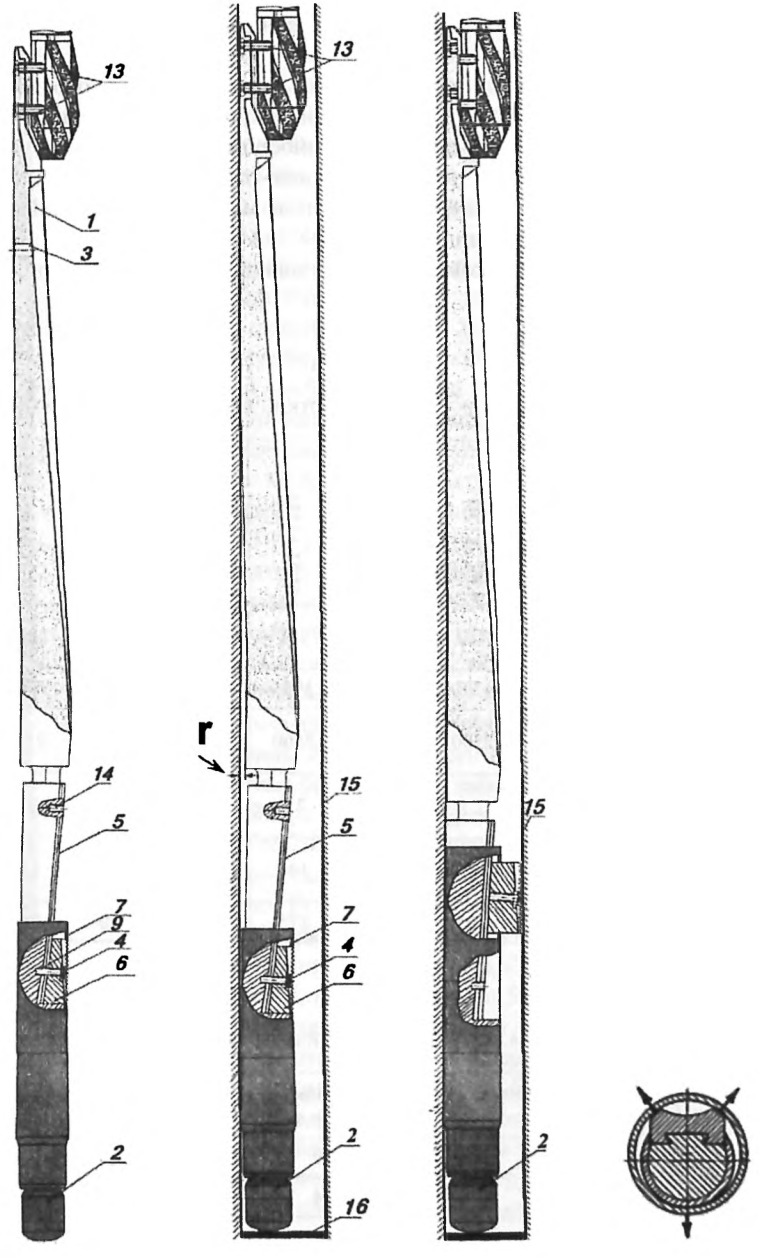


Рис. 10.12. Схема установки клина-отклонителя типа ОКС в скважине.

на величину зазора r. При дальнейшей разгрузке бурильной колонны срезаются транспортировочные болты 13 и бурильная колонна освобождается от клина-отклонителя.

Процесс формирования бокового окна в обсадной колонне начинают выше клина-отклонителя. Прорезание обсадной трубы производят с «навеса», после чего нагрузку на фрез-райбер увеличивают до номинального значения. При резком снижении скорости производят многократную проработку профрезерованного интервала обсадной трубы. В нижней части рабочей поверхности клина-отклонителя нагрузку на фрез-райбер снижают до минимального значения.

Вырезка бокового окна может производиться с помощью винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗД). При этом в состав КНБК включают вал-удлинитель, который устанавливают между ВЗД и комплексным фрез-райбером.

Для корректировки интервала установки клина–отклонителя в обсадной колонне предусмотрена возможность замены «башмака» клина на отрезок обсадной трубы необходимой длины с резьбой ОТТМ (ниппель).

Техническая характеристика комплексов аналогичного назначения представлена в табл. 10.10, 10.11.

ТАБЛИЦА 10.10
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ ТИПА КОП (ООО "БИТТЕХНИКА")

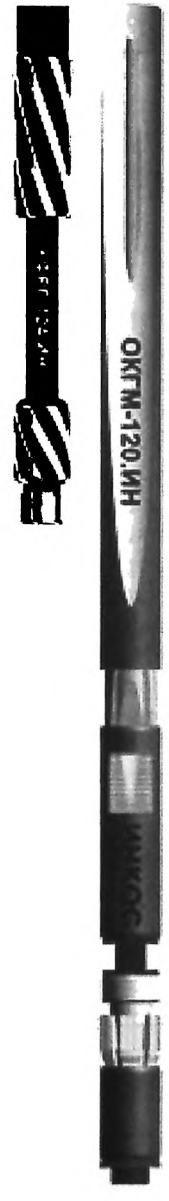
Модель	КОП-112П	КОП-115П	КОП-115М	КОП-135М	КОП-140М	КОП-115С	КОП-135С
Наружный диаметр при утопленной плашке, мм	112	115	115	135	140	115	135
Длина в сборе, мм	4390	4390	3955	5135	5260	4505	5340
Длина клиновой части, мм	2500	2500	2500	3100	3200	2500	3100
Угол наклона клиновой части, мм	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	146	168	178	146	168
Масса, кг	205	225	175	305	370	230	340

ТАБЛИЦА 10.11
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКТОВ ПРОФИЛЬНЫХ ФРЕЗ-РАЙБЕРОВ (ООО "БИТТЕХНИКА")

Модель	Диаметр обсадной колонны, мм	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
КФ-119	146.1	119	З-76
КФ-124		124	З-76
КФ-142	168.3	142	З-88
КФ-151	177.8	151	З-88

Разработано также оборудование для вырезания бокового окна в обсадной колонне за один рейс без опоры клина-отклонителя на забой.

На рис. 10.13 представлен общий вид клина-отклонителя серии ОКГМ гидромеханическим узлом фиксации в обсадной колонне и комплексный фрез-райбер серии КФРГ (ООО «ИНКОС»).



Закрепление клина-отклонителя КОП в обсадной колонне производиться с помощью системы гидравлического и механического независимых якорей, установленных в нижней части клина. Гидравлическая система комплекта выполнена со сквозным каналом, что позволяет:

использовать буровой насос для установки клина-отклонителя;

- исключить возможность зашламование гидравлического канала комплекта.

Режущие элементы фрезер-райбера установлены на едином высокопрочном валу для обеспечения форсированного режима фрезерования. За счёт конструктивного исполнения фрезера-райбера боковое окно в обсадной колонне формируется на 3...4 мм больше максимального диаметра райбера.

Техническая характеристика комплекта оборудования для вырезания бокового окна без опоры на забой типа ОГКМ производства ООО «ИНКОС» представлены в табл. 10.12.

Известен отклоняющий клин-отклонитель КОТ-146 (КОТ-168) с гидравлическим якорем конструкции ТатНИПИнефть (патент РФ на изобретение № 2164282, свидетельства РФ на полезную модель №№ 70920, 72713, МПК Е21В7/08). Принципиальное отличие данного устройства от аналогов заключается в конструкции якоря, который выполнен в виде предварительно деформируемой трубы (рис. 10.14). Клин-отклонитель типа КОТ устанавливается в любом месте обсадной колонны (в зависимости от модификации диаметром 146 или 168 мм) без опоры на забой в виде цементного моста или пакера. Якорь клина-отклонителя КОТ выдерживает осевую нагрузку до 200 кН и крутящий момент – до 10.8 кН*м.

Клин-отклонитель типа КОТ состоит из якоря 1 (рис. 10.14, фиг. 1), выполненного в виде гофрированной трубы, у которой наружная поверхность гофр снабжена элементами 2 (фиг. 3) из твердого материала. Отклоняющий клин 3 (фиг. 1) с отверстием 4, посредством оси 5 шарнирно соединен с основанием 6, в котором выполнено углубление под упругий элемент 7. При этом отверстие 4 совмещено с каналом 8 в теле клина 4. Между клином 4 и основанием 6 расположен упругий элемент 7. Для спуска в скважину отклоняющий клин 3 помещен в кожух 9, верхний конец которого через перепускной клапан (не показан) соединен с колонной труб 10, а нижний - закреплен на основании 6 срезными штифтами 11 (фиг. 2).

Рис. 10.13. Комплект оборудования для вырезки бокового окна в обсадной колонне за один рейс без опоры на забой

ТАБЛИЦА 10.12
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКТА ОБОРУДОВАНИЯ ОКГМ

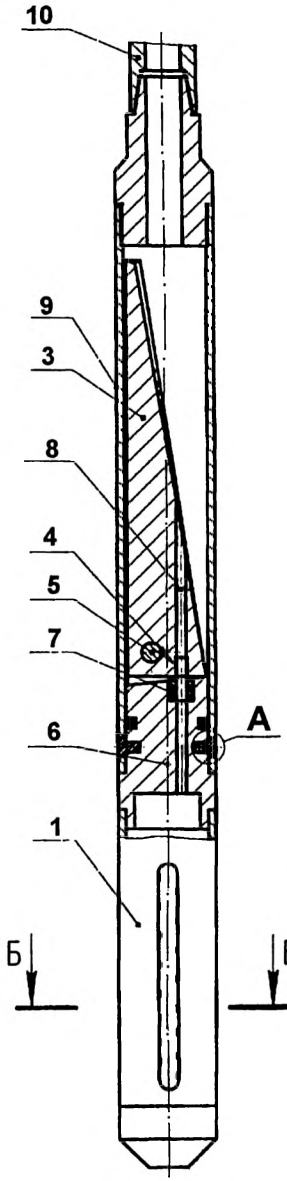
Обсадная колонна, мм	146	168
Клин-отклонитель	ОКГМ-120.ИН	ОКГМ-135.ИН
Диаметр клина-отклонителя, мм	114	127
Длина клина в сборе перед спуском в скважину, мм	5600	6600
Фрезер-райбер	КФРГ-124.ИН	КФРГ-144.ИН
Наружный диаметр фрезера-райбера, мм	121...127	141...147
Присоединительная резьба	З-86	З-88
Перепад давления закрепления гидравлического якоря, кг/см^2	60	
Осевая нагрузка закрепления механического якоря, тонн	12	
Частота вращения инструмента, об/мин	70...90	
Расход промывочной жидкости, л/сек	8...10	12...14

Работа клина-отклонителя КОТ осуществляется следующим образом. На колонне труб 10 (рис. 10.14, фиг. 1), соединенных через перепускной клапан (не показан) с кожухом 9, спускают устройство в интервал его установки. Промывочная жидкость, находящаяся в скважине, через перепускной клапан (не показан) заполняет полость труб 10, кожуха 9 и якоря 1 через канал 8, выполненный в теле клина 3 и основания 6, предотвращая их смятие при спуске. Затем, создавая избыточное давление в полости колонны труб 10, выправляют гофры якоря 1. При этом стенки якоря 1 плотно прижимаются к стенкам обсадной колонны, а выступающие элементы 2 внедряются в ее стенки, жестко фиксируя клин-отклонитель в заданном направлении. Далее разгрузкой веса колонны труб 10 проверяют надежность установки устройства в стволе скважины. В случае отсутствия смещения устройства с места установки, выбирают вес колонны труб 10 и повышают давление в их полости до значения, при котором происходит срезание штифтов 11. Кожух 9 извлекают из скважины и клин 3, поворачиваясь на оси 5, прижимается своим верхним концом к стенке обсадной колонны, оставаясь в таком положении на протяжении всего процесса забуривания, бурения и крепления бокового ствола.

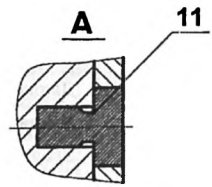
Техническая характеристика клина-отклонителя типа КОТ приведена в табл. 10.13.

ТАБЛИЦА 10.13
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ КОТ-146 (168)

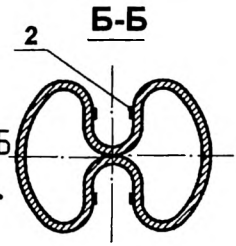
Тип клина-отклонителя	КОТ-146	КОТ-168
Диаметр клина-отклонителя, мм, (не более)	120	140
Длина клина в сборе, мм, не более	8000	8000
Масса, кг, не более	450	630
Угол клина, град.	2°30'±5'	2°30'±5'
Количество срезных штифтов, шт.	1	
Усилие среза штифта, кН	50-70	
Перепад давления закрепления гидравлического якоря, МПа, не более	10	
Расход промывочной жидкости при создании рабочего давления, л/сек, не более	2	



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

Рис. 10.14. Отклоняющий клин с гидравлическим якорем конструкции конструкции ТатНИПИнефть

Известен комплекс инструмента «КГБ» для вырезания бокового окна за один рейс, якорь которого также выполнен в виде предварительно продольно деформированной трубы [109]. Комплекс включает клин-отклонитель с гидравлическим якорем, компоновку в составе фрез-райбера, гибкой трубы и перепускного клапана (рис. 10.15).

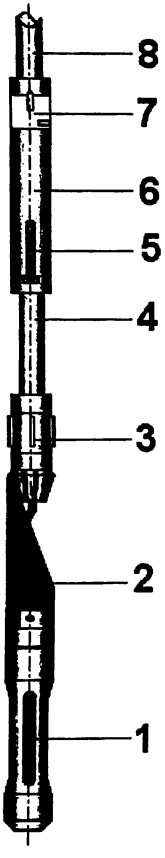


Рис. 10.15. Компоновка комплекса инструмента «КГБ» для вырезания бокового окна за один рейс. 1 - якорь; 2 – клин-отклонитель; 3 – фрез-райбер; 4 – гибкий вал; 5 - фильтр; 6 - УБТ; 7 – перепускной клапан; 8 – бурильная колонна

Техническая характеристика клина-отклонителя типа КГБ представлена в табл. 10.14.

Конструкторами ВНИИБТ разработаны алмазные долота-фрезеры ДФС 139.7СТ и ДФС-118СТ, для формирования бокового окна в обсадной колонне диаметром 168 и 146 мм соответственно. Данные долота оснащаются термостойкими синтетическими алмазами определённой формы и размера. С учётом жёстких условий работы долота-фрезера при вырезании окна была разработана износостойкая матрица. Техническая характеристика долот-фрезеров приведена в табл. 10.15.

ТАБЛИЦА 10.14
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ КГБ-146 (168)

Тип клина-отклонителя	КГБ-146	КГБ-168
Длина клина, мм	2720	3140
Длина якоря, мм	4280	4280
Угол клина, град.	2°30'	2°30'
Диаметр якоря, мм	120	135
Диаметр фрез-райбера, мм	123-127	143-147
Перепад давления закрепления гидравлического якоря, МПа, не более	10-12	10-12

ТАБЛИЦА 10.15
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЛОТА-ФРЕЗЕРА ДФС-139.7СТ

Наименование параметра	ДФС-139.7СТ
Наружный диаметр, мм	$139.7^{-0.38}$
Высота, мм	264
Присоединительная резьба (ГОСТ-28487-90	НЗ-88
Вооружение	Алмазы синтетические СВС-П, СВА-15-БУ
Осевая нагрузка, кН (тонн)	20-100 (2-10)
Частота вращения, $с^{-1}$	1-2
Расход промывочной жидкости, л/с	6-15

Долото-фрезер применяется в компоновке фрез-райберов, предназначенной для вырезания окна за один рейс в качестве первого, и устанавливается на место зарезного (стартового) фрез-райбера

Фрезерование бокового окна в обсадной колонне по типовой технологии осуществляется металлорежущим инструментом, включающим фрез-райбер и бурильную колонну. Из-за значительной длины бурильной колонны такой инструмент обладает низкой жёсткостью на кручение. По этой причине трудно контролировать и обеспечивать точную вырезку окна. В процессе вырезания бокового окна фрез-райбер по разным

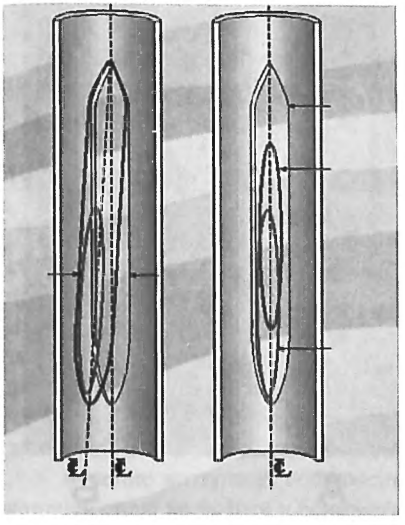


Рис. 10.16. Схема формирования бокового окна в обсадной колонне с применением фрез-райбера (А) и фрезерного станка (Б).

причинам может отклоняться от оси клина, как правило, это происходит в сторону вращения (рис. 10.16).

Для точного вырезания бокового окна заданной формы разработана система Re-entry Drilling System (RDS™), основанная на специальном внутрискважинном фрезерном станке, который позволяет вырезать в стенке обсадной трубы удлинённое полнопроходное окно, симметричное оси обсадной колонны (рис. 10.17).

Фреза в данном устройстве установлена на наклонно расположенных в корпусе направляющих полозьях, что исключает её смещение в окружном направлении при вырезании окна. Фрезерный станок устанавливается между муфтами обсадной трубы на якорном пакере, который исключает поворот и смещение его корпуса в осевом направлении. Боковое окно полного профиля формируется за один рейс.

Таким образом, данная конструкция решает задачу формирования бокового окна заданных размеров точно в соответ-

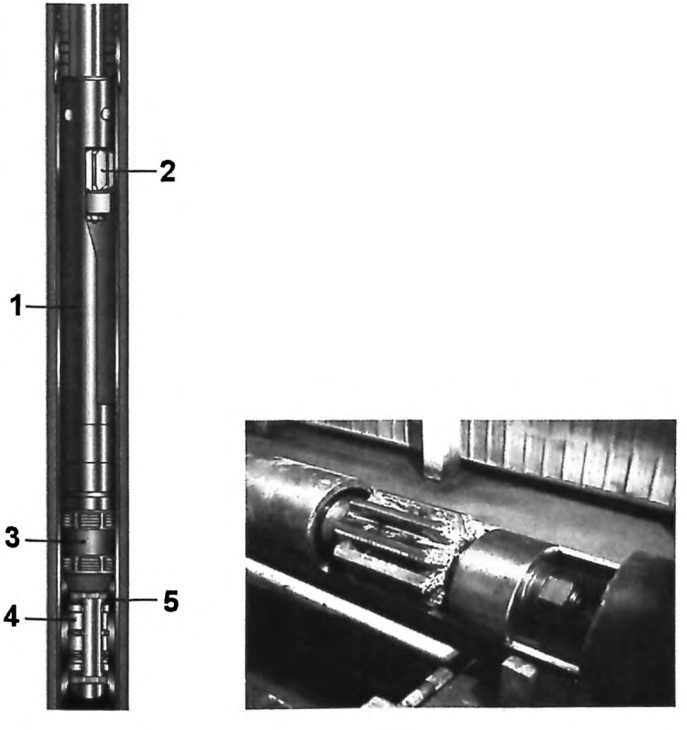


Рис. 10.17. Скважинный фрезерный станок. 1 – корпус; 2 – фреза; 3 – якорный пакер; 4 - фиксатор

ствии с направлением ориентирующего устройства (рис. 10.18 Б), что имеет важное значение при строительстве многозабойных скважин, у которых конструкция соединения с ответвлениями оборудуется по 3 или 4 уровню. Правильная форма полученного с помощью фрезерного станка бокового окна сводит к минимуму повреждения технологической оснастки хвостика.

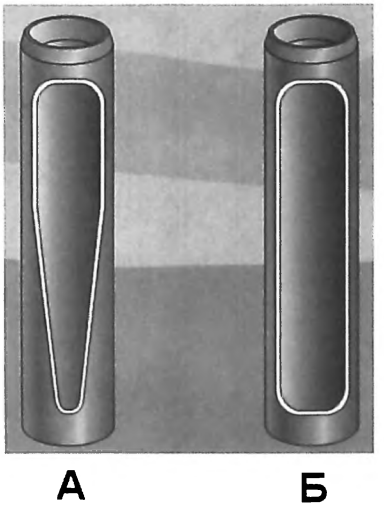


Рис. 10.18. Форма бокового окна, вырезанного фрез-райбером (А) и фрезерным станком (Б)

10.3. Технология забуривания бокового ствола с зарезного цементного моста

10.3.1. Технологические этапы забуривания

Задачи технологии забуривания БС:

- забуривание в интервале, ограниченном вырезанным участком обсадной колонны;
- создание начального (стартового) интервала ствола в теле зарезного цементного моста с профилем, обеспечивающим беспрепятственное прохождение бурильных и обсадных колонн, а также приборов и устройств на различных этапах строительства БС.

Составляющими технологического процесса забуривания БС являются:

- технология формирования направляющего интервала БС;
- технология управления двигателем-отклонителем при забуривании БС.

Процесс искривления бокового ствола при забуривании складывается из трех этапов:

- фрезерование стенки ствола боковой поверхностью долота и асимметричное разрушение забоя при формировании направляющего интервала, равного длине шпинделя двигателя-отклонителя;
- фрезерование стенки ствола и асимметричное разрушение забоя при перемещении искривленного переводника в сформированный направляющий интервал БС;
- искривление ствола при асимметричном разрушении забоя долотом.

Процесс забуривания бокового ствола завершается после смещения долота за пределы обсадной эксплуатационной колонны и размещения отклоняющей КНБК в пробуренном интервале.

Отклоняющая КНБК для забуривания БС, включает:

- породоразрущающий инструмент;
- винтовой забойный двигатель-отклонитель (ВЗДО);
- забойную систему контроля и ориентирования.

Этапы забуривания бокового ствола:

- формирование начального интервала БС;

создание интервала сопряжения направляющей части и стартового интервала ствола;

- бурение стартового интервала ствола на длину ВЗДО.

Указанные этапы забуривания БС отличаются механизмом разрушения забоя долотом.

10.3.2. Процесс забуривания бокового ствола

На первом этапе забуривание БС производится путем чередования фрезерования стенки скважины и асимметричного (без отклоняющей силы) разрушения забоя скважины. При этом геометрия формируемого начального интервала ствола определяется размерами направляющей секции ВЗДО. Обязательным условием реализации данного этапа забуривания БС является создание боковой поверхностью долота контактного давления, достаточного для разрушения горной породы.

Первый этап завершается образованием наклонной направляющей поверхности, длина которой равна длине шпинделя ВЗДО.

Бурение интервала сопряжения производится за счет совместного действия отклоняющей силы на долоте и асимметричного разрушения долотом горной породы.

Проводка завершающего интервала забуривания производится на длину ВЗДО, при этом искривление ствола осуществляется преимущественно за счет асимметричного разрушения горной породы.

Технические характеристики ВЗДО и долота должны обеспечить получение отклоняющей силы и контактного давления ($P_К$) долота на стенку скважины, необходимые для успешного забуривания БС. В табл. 10.16 приведены величины контактного давления долота на стенку скважины, соответствующие пределу прочности горной породы [32, 33].

ТАБЛИЦА 10.16
КОНТАКТНЫЕ ДАВЛЕНИЯ ДОЛОТА НА СТЕНКУ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАБУРИВАНИИ БОКОВОГО СТВОЛА

Характеристика горной породы	$P_К$, МПа	Твердость горной породы по штампу, МПа
Мягкая	1.5÷3.0	< 250
Средняя	4.0÷7.0	250÷1000
Твердая	8.0÷10.0	1000÷2000
Крепкая	10.0÷20.0	2000÷4000

В зависимости от твердости горной породы в интервале забуривания по табл. 10.17 следует выбрать долото и определить величину площади контактной поверхности $S_К$ [32, 33].

На основании данных табл. 10.16 и 10.17 определяется минимально необходимая для забуривания бокового ствола отклоняющая сила:

$$F_{от} = P_к S_к \qquad (10.4)$$

Величина отклоняющей силы на долоте является основным параметром для расчета ВЗДО, а так же выбора режима забуривания.

Вырезание части обсадной колонны по всему сечению производят между муфтами обсадной трубы, как правило, на расстоянии не менее 1 м от верхней и нижней муфты.

В целях предупреждения осложнений, связанных с прохождением бурильной колонны через вырезанный участок обсадной колонны, забуривание БС начинают на 1 м

ниже верхней границы окна. По этой же причине забуривание БС должно быть закончено на 1 м выше нижней границы окна.

Забуривание БС считается законченным, если долото в указанном интервале окна вышло за габариты обсадной колонны. В некоторых случаях, например, при некачественном цементном камне за обсадной колонной, условием завершения забуривания БС считается выход долота за пределы старого ствола скважины.

На рис. 10.19 представлена схема зарезного цементного моста, в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

Величина минимального (H_{MIN}) и максимального (H_{MAX}) смещения долота в поперечном направлении для реализации указанных двух условий забуривания БС определяется выражениями:

ТАБЛИЦА 10.17
ПЛОЩАДЬ КОНТАКТНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Шифр долота	S_K, мм^2	Характеристика вооружения
III 161С-ЦВ	150	Трехшарошечное
III 161Т-ЦВ	105	Трехшарошечное
III 151С-ЦВ	120	Трехшарошечное
III 151Т-ЦВ	84	Трехшарошечное
III 146Т-ЦВ	66	Трехшарошечное (фрезерованный зуб)
III 146К-ЦВ	70	Трехшарошечное (штыревой зуб)
III 139.7-ЦВ	55	Трехшарошечное (фрезерованный зуб)
III 139.7-ЦВ	54	Трехшарошечное (фрезерованный зуб)
I 139.7-Н	65	Одношарошечное
III 132Т-ЦА	65	Трехшарошечное
III 120.6С-ЦА	54	Трехшарошечное (фрезерованный зуб)
III 120.6Т-ЦА	52	Трехшарошечное (фрезерованный зуб)
В118С	50	Трехшарошечное
В118Т	48	Трехшарошечное
ИСМ 132	210	Изготавливается по спецзаказу
ИСМ 139	220	Изготавливается по спецзаказу
ИСМ 146	230	Изготавливается по спецзаказу
ИСМ 151	250	Изготавливается по спецзаказу
ИСМ 161	270	Изготавливается по спецзаказу

$$H_{MIN} = \frac{D_K + D}{2} \qquad (10.5)$$

$$H_{MAX} = \frac{K \cdot D_Д + D}{2} \qquad (10.6)$$

где H_{MIN} – минимальная величина смещения долота, м;
H_{MAX} – максимальная величина смещения долота, м;
D – диаметр долота, м;
D_K – диаметр обсадной колонны, м;
$D_Д$ – диаметр долота, которым был пробурен старый ствол, м;
K – коэффициент кавернозности старого ствола.

Длина интервала забуривания БС при выполнении указанных выше требований для типовой эксплуатационной колонны составляет 6 м.

Максимальная и минимальная величина радиуса кривизны интервала забуривания БС для обеспечения смещения зарезного долота в поперечном направлении определяются из выражений:

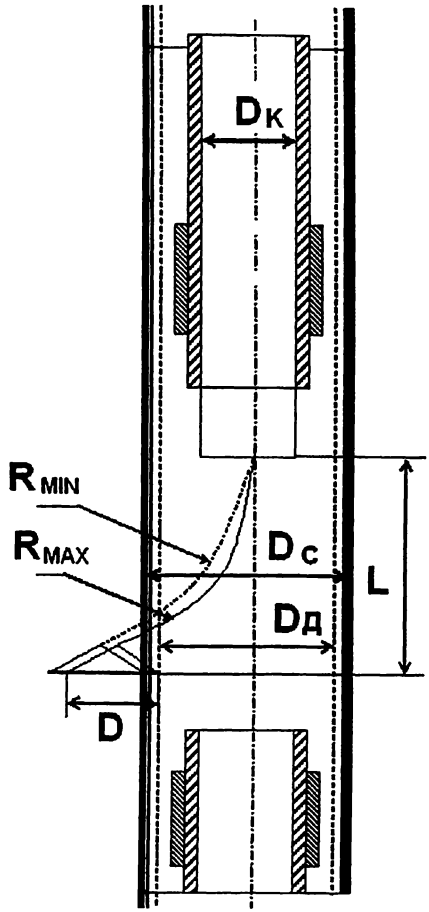


Рис. 10.19. Расчетная схема забуривания бокового ствола с зарезного цементного моста.

$$R_{MAX} = \frac{L^2}{D_K + D} \tag{10.7}$$

$$R_{MIN} = \frac{L^2}{K \cdot D_Д + D} \tag{10.8}$$

где L – длина интервала забуривания БС, м

На рис. 10.20 представлена расчетная схема формирования начального интервала забуривания наклонного ствола.

Без углубления долото внедряется в горную породу в поперечном направлении на величину равную завесу шарошек долота. Стенка ствола скважины ограничивает поперечное смещение долота в направлении его искривления, являясь копиром для корпуса

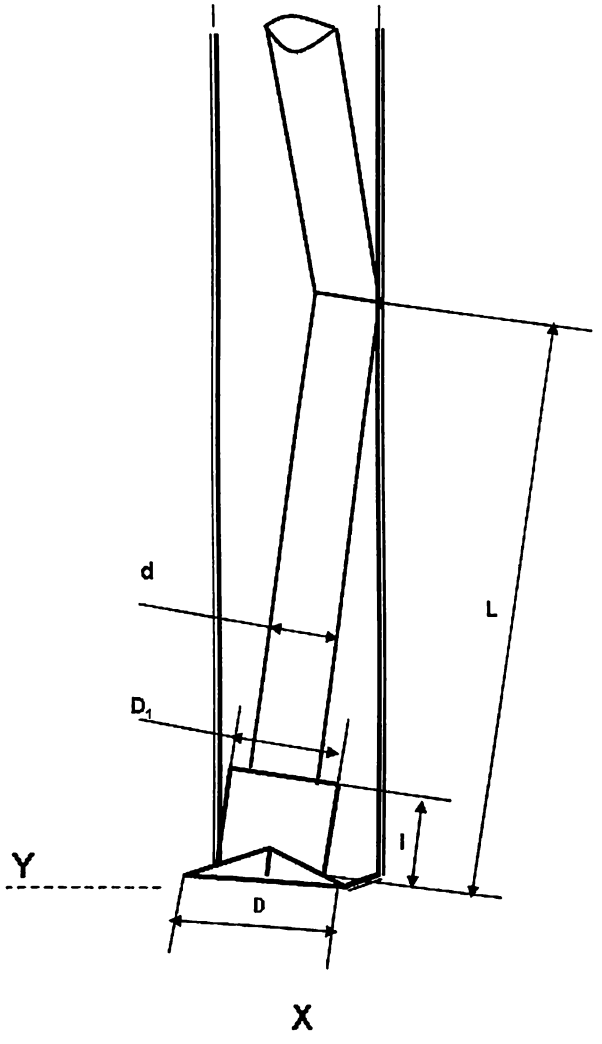


Рис. 10.20. Схема формирования сечения ствола при забуривании БС

долота. При углублении скважины центр долота будет описывать кривую, которая определяется геометрическими размерами направляющей секции ВЗДО и соотношением диаметров долота, его корпуса или калибратора, если он установлен.

Координаты траектории движения центра долота при условии, если центр координат расположен на оси ствола скважины в точке забуривания БС, можно записать в виде рекуррентных соотношений:

$$Y_n = Y_{n-1} + l \cdot \frac{b}{L-(n-1)\cdot l} + \Delta;\ X_n = X_{n-1} + l \cdot \sqrt{1 - \frac{b^2}{\left[L-(n-1)\cdot l\right]^2}}\ ; \qquad (10.9)$$

где $b = \frac{D-d}{2}$; $\Delta = \frac{D-D_1}{2}$;

L – длина направляющей секции забойного двигателя-отклонителя, м;
D, D_1 – диаметр долота, калибратора (корпуса долота) соответственно, м;
d – диаметр шпинделя забойного двигателя-отклонителя, м;
Δ – завес шарошек долота, м;
l – длина корпуса долота (калибратора), м.

Кривая, описываемая центром долота, является частью параболы, касательной к оси долота в точке начала забуривания. С достаточной для практики точностью можно считать, что на интервале бурения, равном длине ограничивающего поперечное смещение долота элемента КНБК (корпус самого долота, калибратор), траектория перемещения центра долота является прямой линией, совпадающей с осью долота в начале углубления.

На рис. 10.21 представлен, рассчитанный по формулам (10.9), профиль начального интервала забуривания забойным двигателем-отклонителем диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм. Кривые 1, 2 и 3 соответствуют длине шпинделя 2.5 м, а кривая 4 получена при длине шпинделя – 1.6 м. Для ВЗДО с длиной шпинделя 2.5 м профиль начального интервала забуривания рассчитан при высоте долота 0.1 м (кривая 3) и 0.2 м (кривые 1, 2). Высота долота и завес шарошек для ВЗДО с длиной шпинделя 1.6 м принимались 0.2 м и 1 мм соответственно.

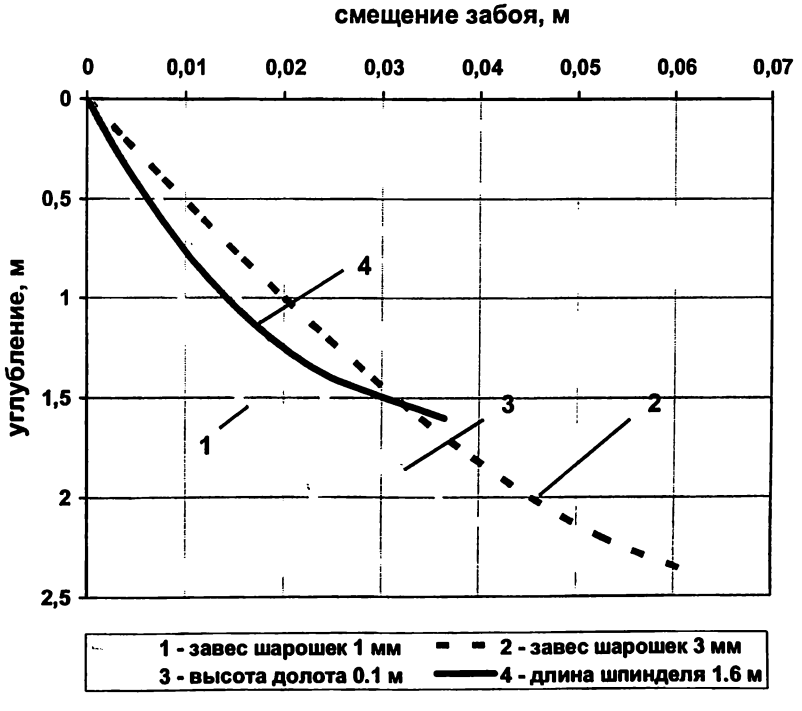


Рис. 10.21. Траектория начального интервала забуривания наклонного ствола забойным двигателем-отклонителем диаметром 195 мм

Из рис.10.21 следует, что с уменьшением высоты долота и увеличением завеса шарошек последнего интенсивность смещения забоя от вертикали увеличивается. Уменьшение длины шпинделя ВЗДО позволяет уменьшить длину начального интервала забуривания БС (рис. 10.21, кривая 4).

В том случае, когда боковое смещение долота не ограничивается его корпусом или наддолотным калибратором, а величина его смещения определяется радиальным зазором между корпусом шпинделя ВЗДО и скважиной, то координаты траектории начального интервала забуривания определяются по формулам:

$$X = \frac{L - 0.5 \cdot \sqrt{Q^2 + (D-d)^2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{D-d}{Q}\right)^2}}$$

$$Y = \frac{(D-d) \cdot \left[L - 0.5 \cdot \sqrt{Q^2 + (D-d)^2}\right]}{Q \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{D-d}{Q}\right)^2}}, \qquad (10.10)$$

где $Q = 2 \cdot \left[L \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{D-d}{2 \cdot L}\right)^2} - h \right]$;

L – длина шпинделя ВЗДО, м;
D – диаметр долота, м;
d – диаметр шпинделя ВЗДО, м;
h – величина смещения шпинделя ВЗДО при забуривании, м.

В этом случае после приработки долота на забое и создания уступа в стенке скважины в направлении забуривания, величина которого равна радиальному зазору между корпусом шпинделя ВЗДО и скважиной точка забуривания будет являться копиром, которая будет определять перемещение шпинделя. Другими словами, точка забуривания будет являться центром поворота шпинделя ВЗДО в направлении забуривания при углублении скважины.

Графики на рис. 10.22 рассчитаны по формулам (10.10) для ВЗДО с долотом диаметром 215.9 мм. Зависимости 1 и 2 получены для шпинделя диаметром 195 мм, кривая 3 – для шпинделя диаметром 172 мм и длиной 2.5 м.

Как следует из рис. 10.22, при уменьшении длины и диаметра шпинделя соответственно уменьшается длина интервала начального забуривания.

Сравнение графиков на рис. 10.21 и 10.22 даёт основание утверждать, что при использовании специальных зарезных долот, корпус которых не препятствует фрезерованию, начальный интервал забуривания будет значительно короче. Корпус такого зарезного долота может быть выполнен, например, в виде усечённого конуса с большим основанием со стороны долота.

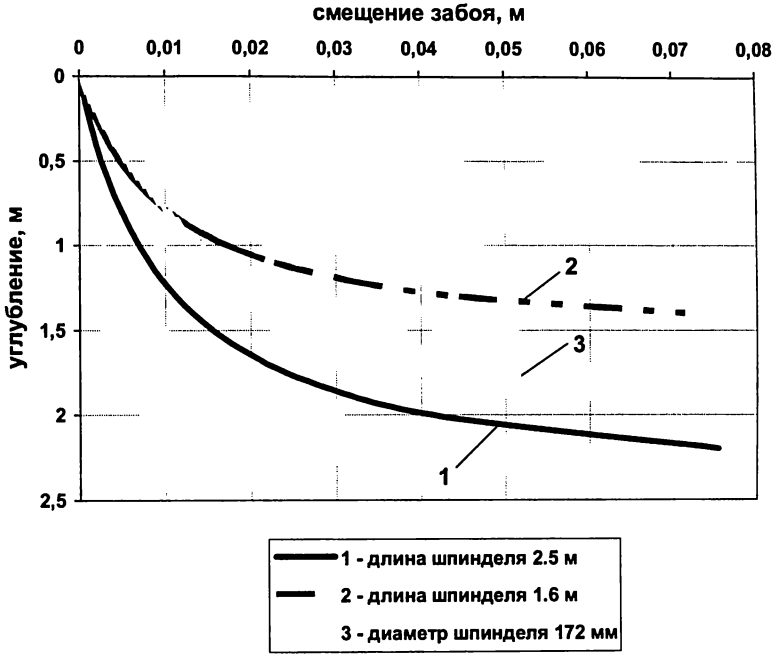


Рис. 10.22. Траектория начального интервала забуривания наклонного ствола забойным двигателем-отклонителем

11 ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

11.1. Крепление горизонтальных стволов

В том случае, когда при бурении горизонтальных скважин вскрытие продуктивного пласта производится после спуска эксплуатационной колонны в его кровлю, а также при строительстве боковых стволов и многозабойных скважин открытый участок ствола обсаживается хвостовиком.

В современной практике строительства горизонтальных и многозабойных скважин и боковых стволов применяются четыре основные технологические схемы заканчивания горизонтального участка (ГУ) и ответвлений:

1 - открытый ствол;

2 – фильтр;

3 - сплошное цементирование;

4 - манжетное цементирование.

Каждая из технологических схем обладает достоинствами, недостатками и имеет свою область применения, которая определяется, прежде всего, геологическими факторами.

Преимущества открытого ствола заключаются в следующем:

- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- сокращение сроков строительства скважины;
- низкая стоимость скважины.

Недостатки схемы 1:

- затруднено проведение ремонтно-изоляционных работ;
- возможно заполнение ствола горной породой вследствие обрушения стенки скважины.

Рациональной областью применения технологической схемы 1 являются однородные, устойчивые продуктивные пласты, преимущественно карбонатные, при вскрытии пологим стволом.

В соответствии со схемой 2 хвостовик в пробуренный ствол устанавливается без цементирования. Изоляция заколонных перетоков достигается включением в конструкцию хвостовика заколонных пакеров. Для обеспечения притока пластового флюида хвостовик в интервале продуктивного горизонта оснащается фильтром или перфорированными обсадными трубами

Достоинствами схемы 2 являются:

- простая технология крепления;
- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- обеспечивается сохранность ствола;
- имеется возможность проведения работ по очистке ствола.

К недостаткам заканчивания БС путем спуска хвостовика без цементирования следует отнести:

- возможность межпластовых перетоков флюида при негерметичности заколонных пакеров;
- вероятность прорыва воды из водоносных пластов и обводнение скважины.

Технологическая схема 2 используется при наклонном вскрытии однородного пласта в скважинах с герметичным заколонным пространством, при отсутствии близкорасположенных напорных водогазоносных горизонтов.

Сплошное цементированием хвостовика (схема 3) с последующей перфорацией в продуктивной части пласта позволяет:

применять освоенные технологии исследования, цементирования, вторичного вскрытия и освоения скважины;

- обеспечить перекрытие зон поступления пластовой воды;
- эксплуатировать переслаивающиеся коллекторы.

Недостатками схемы 3 являются:

- загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта цементом;
- нарушение крепи в процессе перфорации хвостовика.

Область применения схемы 3:

- продуктивные пласты с хорошими коллекторскими свойствами порового, трещиноватого типа при наличии водо- и газосодержащих пропластков с различным давлением при их вскрытии наклонным или горизонтальным боковым стволом;
- продуктивные пласты с низкими коллекторскими свойствами, представленные чередованием устойчивых и неустойчивых пород, при вскрытии наклонным боковым стволом;
- скважины, предназначенные для проведения ГРП, и нагнетательные скважины.

Манжетное цементирование хвостовика (схема 4).

Преимущества:

- минимальное загрязнение продуктивного пласта;
- обеспечивается герметичность интервала забуривания;
- возможность селективного размещения фильтров.

Недостатки:

- сложная технология цементирования;
- дорогостоящее оборудование.

Схема 4 применяется при наличии у кровли пласта газовой шапки или близкорасположенных водонапорных горизонтов.

Выбор варианта технологии подвески и крепления хвостовика необходимо производить на основании детального изучения характеристик пласта и материалов по ранее пробуренным скважинам. Схема крепления ГС и ответвлений от основного ствола должна соответствовать литологии и структуре продуктивного пласта, предусматривать возможность проведения ремонтно-изоляционных работ.

В зависимости от диаметра обсадной эксплуатационной колонны установлены следующие соотношения диаметров эксплуатационных колонн, долот и хвостовиков, приведенные в табл. 11.1 [32, 99].

ТАБЛИЦА 11.1

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадных труб для крепления бокового ствола, мм	Диаметр муфт, мм
177.8	152.4	114.3	127.0; 130
168.3	139.7	101.6	110
	142.8	114.3	123.8*; 127
146.0	120.6; 123.8	89.0;101.6	102.0; 108.0**

Примечания:
1). * - уменьшенный диаметр муфты.
2). ** - Рекомендуемый диаметр долота 123.8мм.
3). Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважины с учётом кавернозности ствола должна быть не менее 15 мм.

11.2. Технология и технические средства для спуска крепления хвостовика

Для спуска, закрепления хвостовика в эксплуатационной колонне с последующим его цементированием или без цементирования разработаны и изготовляются отечественными предприятиями специальные комплексы технических средств.

Специалистами ООО «НТЦ ЗЭРС» разработаны комплексы технических средств для крепления ГС и БС хвостовиками включающие (изготовитель ОАО «Тяжпрессмаш») [46]:

- подвеску хвостовика нецементируемую (ПХН);
- подвеску хвостовика с манжетным цементированием (ПХМЦ);
- подвеску хвостовика с прямым цементированием (ПХЦ).

Спуск и закрепление хвостовика в эксплуатационной колонне с помощью комплекса типа ПХН осуществляется с выполнением следующей последовательности технологических операций (рис. 11.1):

- спуск хвостовика, в состав которого входит комплекс технических средств типа ПХН на транспортировочной колонне труб;
- перекрытие внутреннего канала хвостовика с помощью дроссельно-запорного клапана или цементировочной пробки. Повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и автоматического разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Отличительной особенностью комплекса типа ПХЦ, представленном на рис. 11.2, является использование в его составе заколонных гидравлических проходных рукавных пакеров, которые могут быть включены в состав хвостовика в заданном интервале ствола скважины для надежного разобщения пластов.

При использовании комплекса технических средств типа ПХЦ осуществляется следующая последовательность технологических операций (см. рис. 11.2):

- спуск комплекса в составе хвостовика на транспортировочной колоне труб;
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора для его разделения от продавочной жидкости;

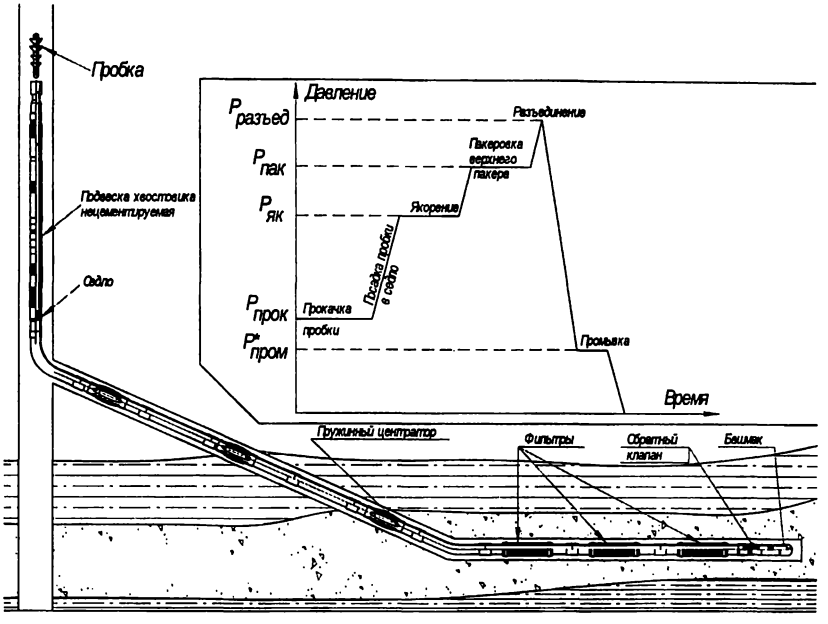


Рис. 11.1. Схема технологической оснастки хвостовика комплексом ПХН и график давления промывочной жидкости

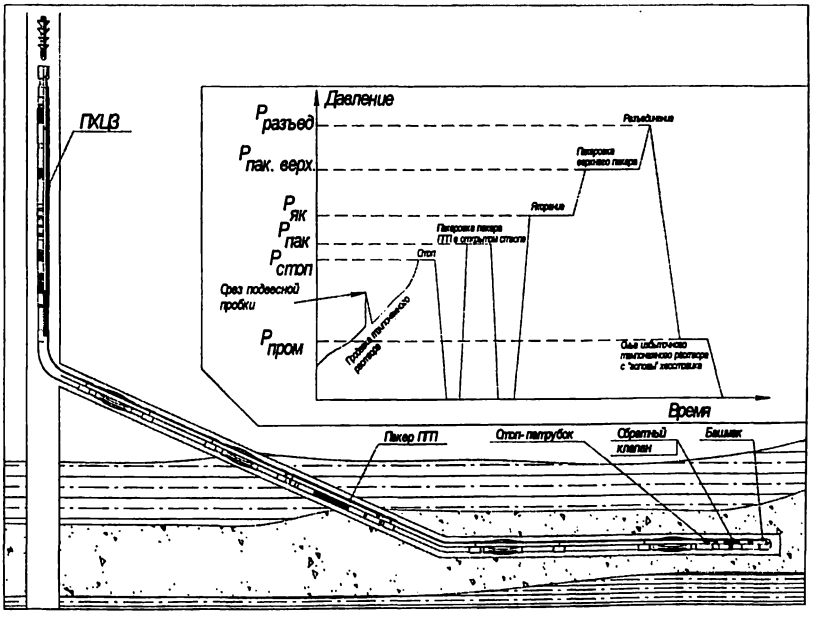


Рис. 11.2. Схема технологической оснастки хвостовика комплексом ПХЦ и график давления промывочной жидкости

- стыковка верхней цементировочной пробки с полой цементировочной пробкой, установленной в узле разъединения хвостовика от транспортировочной колонны, и продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика до получение сигнала «стоп» и последующий сброс давления до нуля для подготовки к срабатыванию клапанного узла заколонного пакера ПГП;

- приведение в действие гидравлического заколонного пакера ПГП, находящегося в открытом стволе скважины, путем повышения внутреннего избыточного давления до заданной величины с последующим сбросом давления до нуля для закрытия клапанной системы пакера ПГП;

- повышение внутреннего давления и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;

- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

При использовании комплекса технических средств типа ПХМЦ (рис.11.3), выполняется следующая совокупность технологических операций:

- спуск комплекса технических средств в составе хвостовика на транспортировочной колонне бурильных труб;

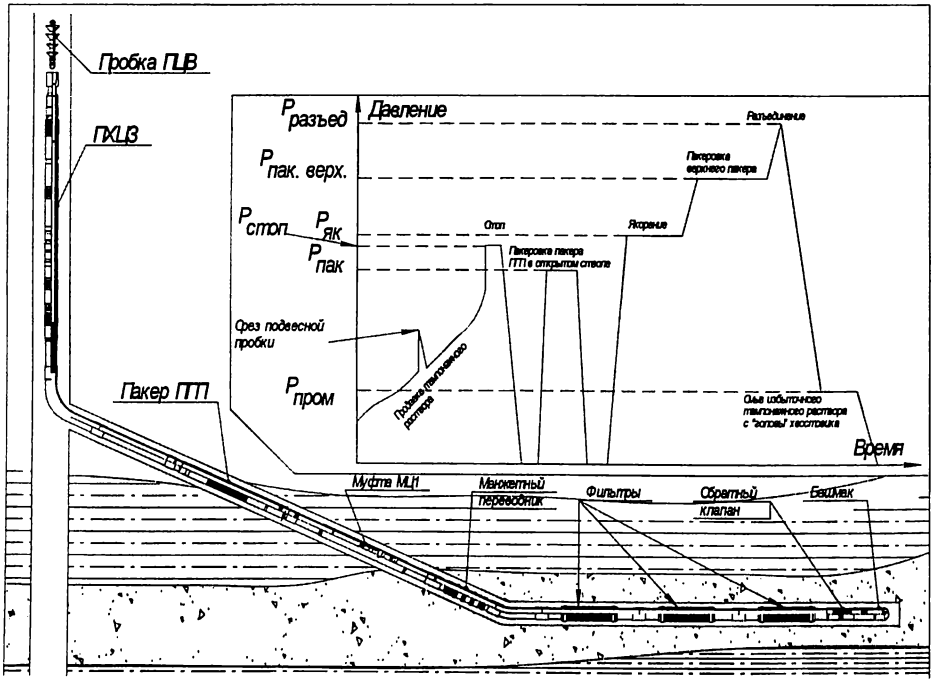


Рис. 11.3. Схема технологической оснастки хвостовика комплексом ПХЦМ и график давления промывочной жидкости

- проведение манжетного цементирования хвостовика с пуском верхней цементировочной пробки после закачки цементного раствора, для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;

- стыковка верхней цементировочной пробки с полой цементировочной пробкой, ус-

тановленной в узле разъединения хвостовика от транспортировочной колонны, и продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика до получения сигнала «стоп»;

- повышение внутреннего давления, закрытие цементировочной муфты МЦ1 и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;

- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны;

- перед освоением скважины производят разбуривание цементировочных пробок, посадочного седла и заглушки в муфте МЦ1.

Комплексы ПХН, ПХЦ и ПХЦМ состоят из следующих основных узлов:

ПХЦ3 (рис. 11.4) – подвеска хвостовика цементируемая защищенная включает четыре работающие независимо друг от друга узла, размещенных на общем корпусе:

узел якоря, обеспечивающий подвеску хвостовика в обсадной колонне;

- узел гидромеханического пакера для герметизации межтрубного зазора;

узел разъединителя, обеспечивающий спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, выполнение технологических операций связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны от хвостовика;

- узел механического разъединения (левое резьбовое соединение), дублирующего работу гидравлического узла, в случае невозможности создания внутреннего давления.

Якорный узел состоит из: корпуса 1, переводника 2 в пазах которого установлены шесть плашек 3, зафиксированных от самопроизвольного перемещения двумя разрезными пружинными кольцами 4, 5, гидротолкателя 6, закрепленного срезными винтами 8. Перемещение гидротолкателя 6 фиксируется фиксатором 7.

Узел пакера выполнен в виде гидромеханического пакера, который состоит из корпуса 9, секционного уплот-

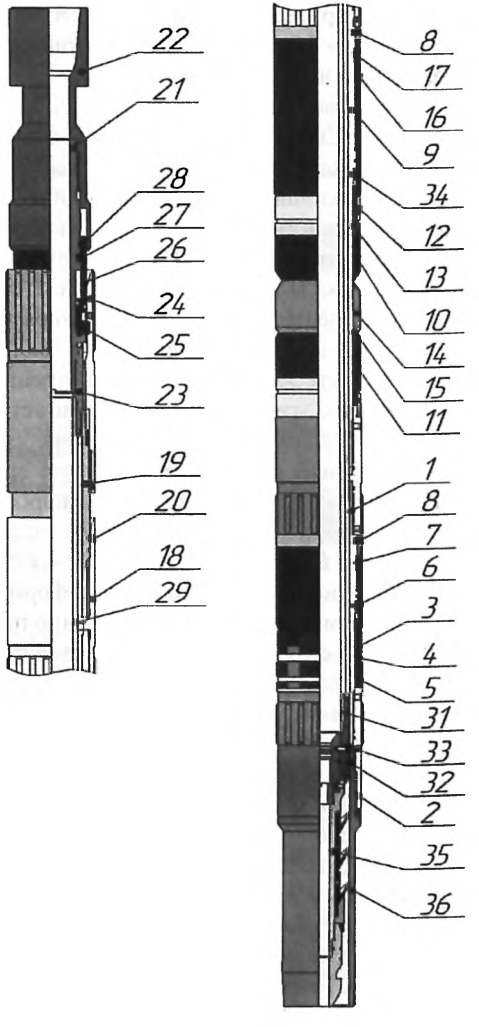


Рис. 11.4. Подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦ3

нительного элемента состоящего из двух резиновых уплотнительных манжет 10 и 11 с нижней 13 и верхней 12 торцевой защитой, между которыми установлен гладкий центратор 14 с двумя коническими заходными поверхностями. Центратор зафиксирован срезным винтом 15 на корпусе 9. На последнем размещен гидротолкатель 16, зафиксированный срезными винтами 8 и оснащенный фиксатором 17. Все детали уплотнены резиновыми кольцами.

Узел механического разъединения состоит из воронки 18, соединенной с переводником 19 левой упорной резьбой. Воронка закреплена относительно переводника восьмью стопорными винтами 20.

Узел гидравлического разъединителя состоит из следующих основных узлов и деталей: переводника 22, соединенного с корпусом 21, который в свою очередь соединен с втулкой 23. Наружный корпус 24 соединен с переводником 19 и удерживается относительно верхнего переводника 22 и корпуса 24 тремя упорами 25, которые расклинены поршнем 26. Поршень 26 удерживается пятью срезными винтами 27, и при перемещении фиксируется фиксатором 28.

Во втулку 23 ввернута труба 29, на другом конце которой закреплено седло 31, в котором, в свою очередь, на полом штифте 33 закреплена полая подвесная пробка 35. Седло 31 уплотнено относительно корпуса уплотнительными элементами 32.

При сплошном цементировании в состав хвостовика включаются следующие технические средства. Нижняя труба хвостовика оснащается башмаком, затем устанавливается обратный клапан и стоп-патрубок. На верхнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦ3, которая соединяется с транспортировочной колонной.

Приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до величины P_1= 16.0(13.0) ± 10% МПа. Давление через отверстие в полом штифте 33 передается во внутреннюю полость гидропривода 6. Взаимодействуя с плашками 3, гидропривод 6 раздвигает их в радиальном направлении и прижимает к стенкам обсадной колонны. Осевое перемещение гидропривода 6 фиксируется от возврата шаговым фиксатором 7. После срабатывания манжета 34 перекрывает доступ жидкости во внутреннюю полость гидротолкателя 6. Давление жидкости передается во внутреннюю полость гидропривода 16, происходит срез винтов 8 и перемещение гидропривода 16, который взаимодействуя с верхней манжетой 10, надвигает ее на конусную поверхность центратора 14, деформируя ее в радиальном направлении и перемещая в осевом направлении, герметично прижимая при этом к обсадной колонне. Осевое перемещение толкателя 6 фиксируется от возврата шаговым фиксатором 7. При достижении втулкой 13 центратора 14 происходит срез винта 15 и осевое перемещение центратора 14 вниз, который взаимодействуя с нижней манжетой 11, надвигает ее на нижнюю конусную поверхность центратора 14, деформируя ее в радиальном направлении и перемещая в осевом направлении герметично прижимая к обсадной колонне. После срабатывания манжета 34 перекрывает доступ жидкости во внутреннюю полость гидротолкателя 6.

Узел разъединителя приводится в действие при увеличении внутреннего давления до величины P_3= 20.0(16.0)±10% МПа. Давление жидкости передается на поршень 26. При этом срезные винты 27 разрушаются, а поршень 26 перемещается вверх, освобождая упоры 25 и, таким образом, разъединяясь с наружным корпусом 24 и связанного с ним хвостовика. После чего поднимают транспортировочную колонну труб вместе с верхним переводником 22, поршнем 26, упорами 25, втулкой 23 и трубой 29, седлом 31.

В случае, когда не удается создать необходимое для разъединения внутреннее давление, транспортировочную колонну труб можно освободить вращением её вправо на 20 оборотов, предварительно установив на индикаторе вес, соответствующий весу

транспортировочной колонны в жидкости.

Подвеска хвостовика не цементируемая ПХН предназначена для крепления скважин хвостовиками без цементирования и выпускается в двух исполнениях, которые различаются по способу перекрытия внутреннего пространства:

- при помощи пуска цементировочной пробки и прокачки её до посадки в специальное стоп-седло 25 (рис. 11.5*а*);

при помощи дроссельно-запорного клапана 25, путем повышения производительности промывки (рис. 11.5*б*);

Конструкция ПХН практически идентична конструкции ПХЦЗ, с той лишь разницей, что на конце трубы, проходящей через все устройство, вместо полой подвесной пробки размещено стоп-седло 25 (рис. 11.5*а*) или дроссельно-запорный клапан 25 (Рис. 11.5*б*). Причём труба не герметична, а имеет отверстия.

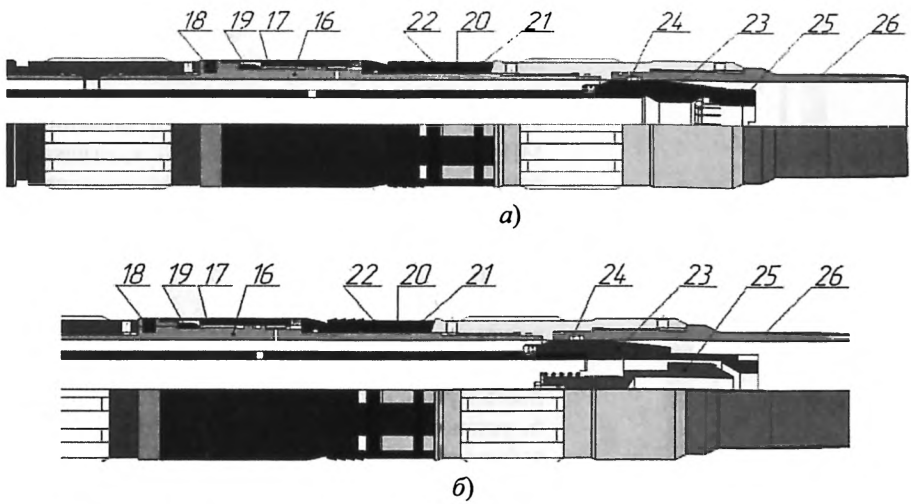


Рис. 11.5. Подвеска хвостовика не цементируемая ПХН

Пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ (рис. 11.*б*), состоит из двух узлов: цементировочной муфты и гидравлического пакера. Цементировочная муфта состоит из следующих частей: в корпусе 1 на срезном винте 4 размещена перекрывающая втулка 2, с закрепленным в ней седлом под полую цементировочную пробку. Втулка 2 снабжена фиксатором 3. Цементировочные отверстия 5 перекрыты втулкой 7, размещенной внутри корпуса 1 на срезном винте 6.

Втулка 7 механически связана с расположенной ниже втулкой 8 и с седлом под шар. Втулка 8 закреплена срезным винтом 9 и перекрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства. Конструкция пакерной части устройства аналогична конструкции пакера ПГП.

Устройство работает следующим образом. Перед цементированием вовнутрь транспортировочной колонны сбрасывается шар диаметром 25 мм, который прокачивается до посадки в седло втулки 8. Повышением давления до 4.0±10% МПа срезаются срезные винты 9, втулка 8 перемещается вниз, до упора в буртик связанной с ней втулки 7, откры-

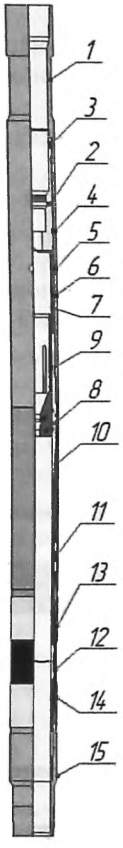


Рис. 11.6. Пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ

вая таким образом доступ жидкости к клапанной системе 10 пакерной части устройства. После этого давление сбрасывается до 0, и клапанная система подготавливает пакер к срабатыванию. При повторном наращивании давления до 6-8 мПа, рукав 12 раздувается, герметично разобщая цементируемую и не цементируемую части хвостовика по затрубному зазору.

Последующий сброс давления до 0 переключает клапанную систему и закрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства. Следующим циклом повышения давления до 16.0 МПа (давление открытия регулируется путем поворота срезных винтов) разрушаются срезные винты 6 и втулка 7 смещается вниз, открывая цементировочные окна 5. После продавки тампонажного раствора полая цементирочная пробка (совместно с верхней цементировочной пробкой) садится в гнездо втулки 2. С повышением внутреннего давления до 5 МПа срезные винты 4 разрушаются, втулка 2 перемещается вниз, перекрывая цементировочные окна 5. От обратного перемещения при разбуривании втулка 2 удерживается фиксатором 3.

В корпусе 1 цементировочной муфты МЦ1 (рис. 11.7) на срезных винтах 4 размещена подвижная втулка 2 с алюминиевым седлом под полую цементировочную пробку. Внутренняя полость муфты перекрыта разбуриваемой заглушкой 6, установленной на срезных винтах 7. Втулка 2 зафиксирована от проворота при разбуривании стальными винтами 3. Заглушка 6 имеет паз, который при закрытии муфты совмещается с ответным выступом корпуса для предотвращения её проворачивания при разбуривании. Втулка 2 снабжена механическим фиксатором, предотвращающим открытие муфты при разбуривании.

Манжетный переводник ПМ (рис. 11.8) состоит из корпуса 1 на котором размещены резиновые манжеты 2, обжатые стальными стаканами 3 и зафиксированные кольцами 4. На корпусе установлен алюминиевый центратор 5, предохраняющий манжеты 2 от повреждения при спуске в скважину.

Тарельчатый обратный клапан (рис. 11.9) состоит из корпуса 1, установленного в нём седла 2 с прокладкой 3 из эластичного материала, клапана 4. Последний установлен во втулке 5 с центрирующим кольцом 6 в нижней части для размещения штока 7 клапана 4. Клапан 4 поджат относительно центрирующего кольца 6 пружиной 8.

Стоп-патрубок ПХЦ (рис. 11.10) состоит из корпуса 1, в котором закреплено седло 2, с фиксатором 3.

Верхняя цементировочная пробка типа ПЦВ (рис. 11.11) состоит из головки 1, фиксатора 2, резиновых манжет 3, между которыми установлены втулки 4. Манжеты установлены на стержне 5 и зафиксированы двумя гайками 6. Головка 1 имеет фигурную форму,

предотвращающую проворачивание пробки при разбуривании. Фиксатор 2 фиксирует пробку в полой подвесной пробке, которая также фиксируется в стоп-кольце своим фиксатором, дублируя функции обратного клапана.

Цементировочные пробки ПЦВ универсальны и различаются по типоразмеру головки: для 114 мм хвостовиков (она же используется и для 127 мм хвостовиков) и для 102 мм хвостовиков. Манжеты имеют следующий размерный ряд (наружный диаметр манжеты) 57, 64, 78 и 87 мм.

Башмак колонный (рис. 11.12) состоит из корпуса 2 и закрепленной в нем чугунной насадки 1, зафиксированного винтом 3.

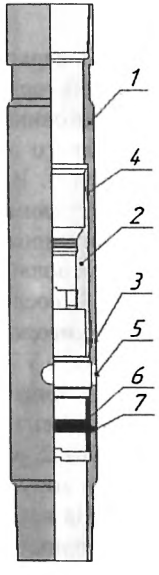


Рис. 11.7. Муфта цементировочная МЦ

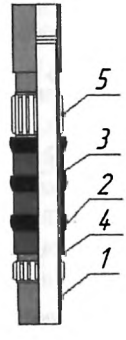


Рис. 11.8. Манжетный переводник ПМ

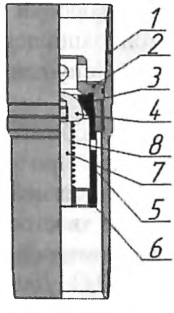


Рис. 11.9. Тарельчатый обратный клапан

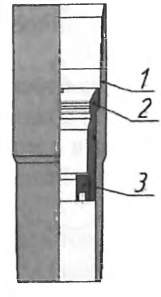


Рис. 11.10. Стоп- патрубок ПХЦ

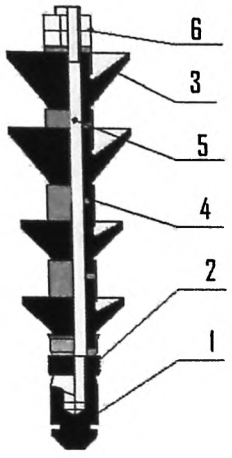


Рис. 11.11. Верхняя цементировочная пробка типа ПЦВ

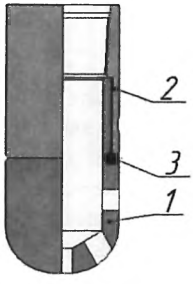


Рис. 11.12. Башмак колонный

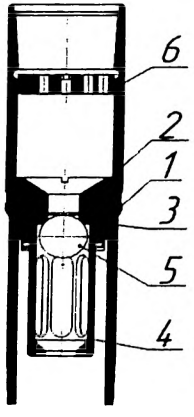


Рис. 11.13. Обратный клапан КОШ2

Обратный клапан КОШ2 состоит из следующих частей (рис. 11.13): корпуса 1, в который ввернуто седло 2. В седле 2 размещена резиновая манжета 3, поджатая стаканом 4. От отвинчивания стакан 4 фиксируется винтами. В стакане 4 находится капролоновый шар 5 (плотность капролона 1150 кг/м^3), который при незначительном движении жидкости снизу подхватывается потоком жидкости и прижимается к манжете 3, герметично перекрывая внутреннее пространство. Над седлом 2 в корпусе 1 размещен фильтр 6. Основное назначение фильтра 6 – защита обратного клапана от шлама и мусора находящегося в буровом или тампонажном растворе.

Пакер дополнительный верхний ПДВ предназначен для дополнительной герметизации заколонного пространства хвостовика (рис. 11.14). Пакер ПДВ состоит из верхнего переводника 10, который соединен с втулкой 9. В кольцевой полости между втулкой 9 и верхним переводником 10 размещена цанга 7, зафиксированная срезным винтом 8. Упоры цанги 7 располагаются в специальной проточке воронки 13, соединенной с толкателем 4, в нижней части которого установлена манжета 3.

Во внутренней полости толкателя 4 установлена втулка 12, которая соединена с конусом 2. В специальной проточке конуса 2 размещена нижняя цанга 1. В нижней части конуса 2 установлен направляющий башмак 11. На втулке 12 имеются специальные кольцевые упорные проточки, позволяющие при помощи фиксатора 5 зафиксировать перемещение толкателя 4. На поверхности башмака 11 размещены уплотнительные кольца.

Пакер спускается на бурильных трубах или НКТ до глубины установки воронки 14 подвески хвостовика цементируемой защищенной ПХЦЗ, находящейся в верхней части спущенного хвостовика.

Проводится разгрузка по индикатору веса на 8-10 тонн ниже собственного веса. При этом конус 2 с направляющим башмаком 11 и нижней цангой 1 попадает в воронку 14 на голове хвостовика, а упоры нижней цанги 1 в проточку, в которой размещались упоры узла разъединения ПХЦЗ. Далее срезаются винты 6 удерживавшие от взаимного перемещения втулку 12 и толкатель 4, последний перемещается вниз, надвигая манжету 3 на конусную часть конуса 2. При этом манжета 3 деформируется и прижимает-

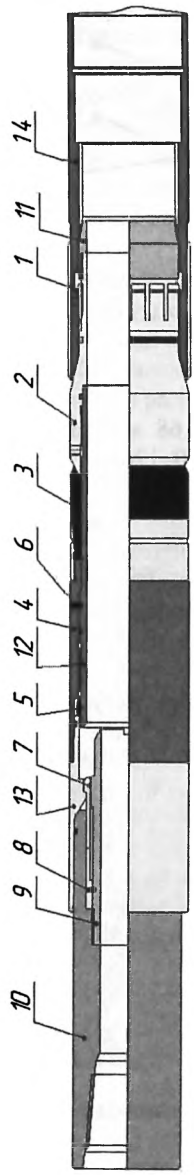


Рис. 11.14. Пакер дополнительный верхний ПДВ

ся к внутренней поверхности обсадной колонны (не показана), герметизируя, таким образом, пространство между конусом 2 и обсадной колонной. Фиксатор 5 предупреждает перемещение толкателя 4. Далее проводится опрессовка затрубного пространства на необходимое давление. После сброса давления проводится натяжка бурильной колонны более 5 тонн сверх собственного веса. При этом цилиндрическая часть направляющего конуса 2 попадает под лапки цанги 1, не давая, таким образом, выйти упорам цанги 1 из проточки. Одновременно происходит срезка винтов 8 и перемещение верхнего переводника 10 и втулки 9. Цанга 7 смещается относительно верхнего переводника 10 и втулки 9, и лапки цанги 7 получают возможность сжаться вовнутрь и выйти из зацепления с воронкой 13, разъединяя, таким образом, бурильные трубы от пакера ПДВ.

11.3. Конструкция соединения основного ствола многозабойной скважины с боковым ответвлением

В современной практике строительства многозабойных скважин оборудование стыка основного ствола с боковыми ответвлениями осуществляется по следующим технологическим схемам:

I. открытый стык – основной ствол обсажен и зацементирован, ответвление не обсажено или в ответвлении установлен не зацементированный хвостовик (TAML 2);

II. стык без цементирования - основной ствол обсажен и зацементирован, в основном стволе подвешен не зацементированный хвостовик (TAML 3);

III. стык с цементированием - основной ствол и ответвления обсажены и зацементированы (TAML 4);

IV. колонные разветвители - основной ствол и ответвления соединены с помощью специального устройства, входящего в состав обсадной эксплуатационной колонны, и зацементированы (TAML 6).

Ответвления первых МЗС, построенных на нефтяных месторождениях Советского Союза ещё в 50-х годах прошлого века, не обсаживались хвостовиками.

По такой же схеме пробурены МЗС на месторождениях ОАО «Татнефть». Многозабойная скважина № 8249 МЗ пробурена на турнейский горизонт и имеет четыре боковых горизонтальных ответвления (рис. 11 15).

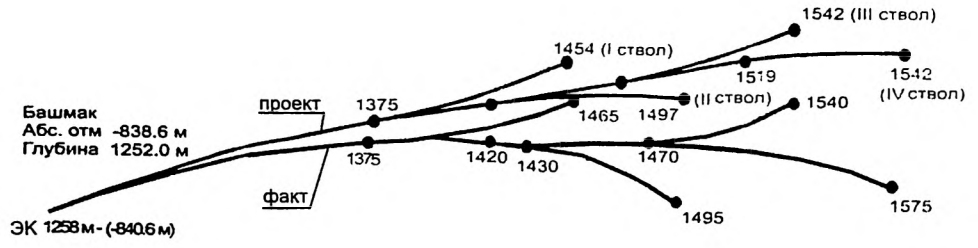


Рис. 11.15. Горизонтальная проекция многозабойной скважины № 8249 МЗ на Ново-Елховском месторождении

Бурение под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм до глубины 830 метров осуществлялось вертикально. Бурение в интервале 830–1260 м производили с увеличением зенитного угла до 70° по проектному азимуту.

Эксплуатационную колонну диаметром 168 мм зацементировали на глубине 1258 м, из которой было последовательно пробурено четыре боковых ответвления (рис. 11.15):

- первое ответвление - в интервале 1258–1457 м (199 метров);
- второе ответвление - в интервале 1381–1497м (116 метров);
-третье ответвление - в интервале 1422–1540м (118 метров);
- четвёртое ответвление - в интервале 1472–1582м (110 метров).

Расстояние между забоями составляет 48–57 м. Скважину ввели в разработку с дебитом 11 т/сут. В процессе освоения возникли проблемы с очисткой стволов-ответвлений от продуктов бурения.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» было построены четырёхствольные МЗС из эксплуатационной колонны диаметром 168 мм [20] (рис. 11.16).

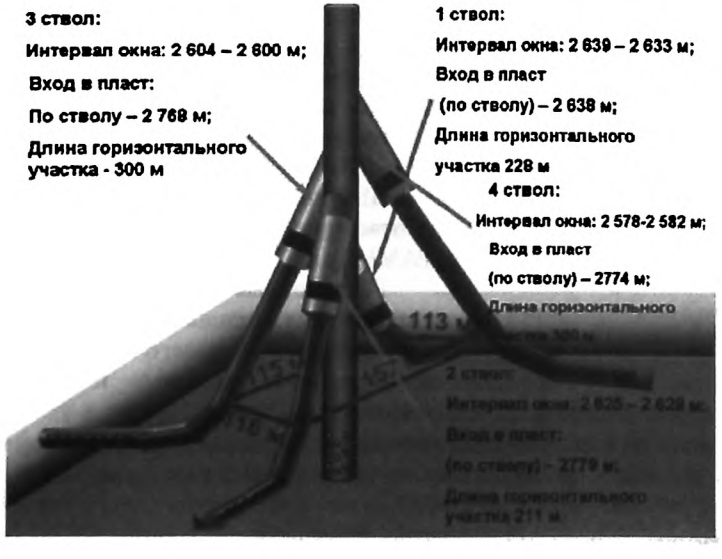


Рис. 11.16. Схема расположения боковых стволов четырёхствольной скважины

МЗС оснащены комплектом гидравлически устанавливаемых пакеров, герметично разобщающих стволы, и циркуляционных клапанов, открытием и закрытием которых можно управлять механически.

Внутрискважинное оборудование (рис. 11.17) обеспечивает:

– возможность управления эксплуатацией любого из четырех стволов скважины;

– проведение исследований работы каждого из стволов скважины по отдельности;

– возможность в кратчайшие сроки произвести изоляцию ствола скважины перекрытием циркуляционного клапана с помощью комплекса «непрерывная труба» (колтюбинг).

Недостатки технологии открытого стыка при строительстве МЗС заключаются в следующем:

– сложность подбора скважин-претендентов по геологическим условиям (требуется протяженный участок глинистых пропластков в интервале вырезания «окон», необходимо отсутствие в разрезе забуриваемых стволов водонасыщенных пластов);

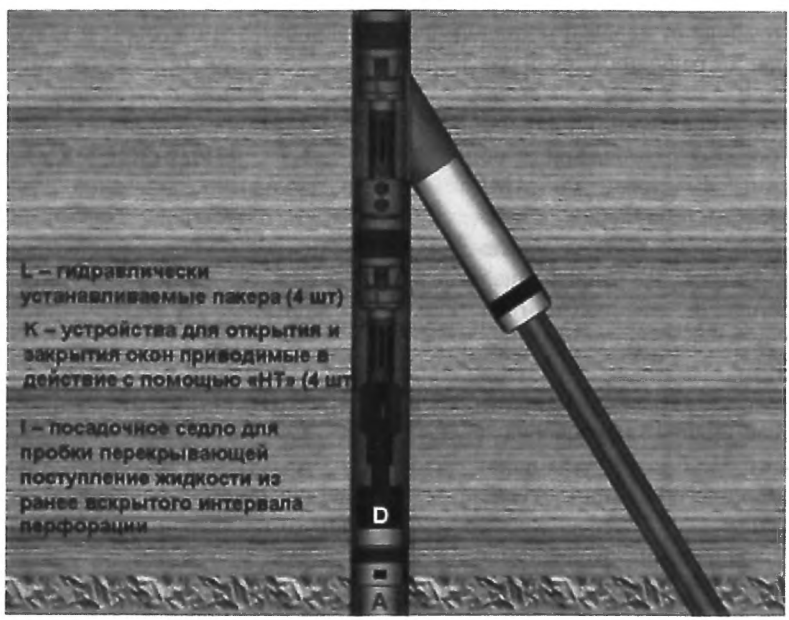


Рис. 11.17. Схема расположения боковых стволов четырёхствольной скважины

- возможность обрушения стенки открытого участка ответвления;

- высокий риск прорыва газа или пластовой воды с вышерасположенных интервалов разреза;

- область применения ограничена преимущественно продуктивными пластами без газовой шапки.

В мировой практике наибольшее количество МЗС обустраивается в соответствии с 4 и 6 уровнем (TAML) соединения основного ствола с ответвлениями.

Пятый уровень конструкции герметичного соединения ответвления с основным стволом основан на применении комплекта специального внутрискважинного оборудо-

вания для изоляции интервала стыка, включающего пакеры, установленные выше и ниже стыка в основном стволе, и пакера в ответвлении, а также патрубков, гидравлически связывающих надпакерную часть эксплуатационной колонны с подпакерными зонами в хвостовике.

Известны три технологические схемы 4-го уровня обустройства стыка ответвления с основным стволом:

- подъём клина-отклонителя, спуск хвостовика и его закрепление в боковом окне обсадной колонны основного ствола с помощью крюка-подвески и последующее цементирование хвостовика и места стыка за одну технологическую операцию;
- подъём клина-отклонителя, спуск хвостовика через боковое окно на подвеске, цементирование хвостовика до подвески, фрезерование верхней части хвостовика, расположенной в обсадной колонне основного ствола, извлечение опорной пакер-пробки;
- спуск хвостовика через боковое окно на подвеске, цементирование хвостовика до подвески, последующее обуривание и извлечение верхней части хвостовика, расположенной в обсадной колонне основного ствола, вместе с клином-отклонителем.

Указанные способы обеспечивают доступ в основной ствол и боковые ответвления, но в отличие от первого технологического варианта, при втором и третьем способах сохраняется равнопроходной диаметр в обсадной колонне основного ствола в месте стыка.

Для создания герметичного соединения боковых ответвлений от основного ствола 4-го уровня по TAML используется система «крюк-подвеска» (Baker Oil Tools), которая обеспечивает доступ в каждое ответвление с возможностью совмещённой или выборочной эксплуатации стволов (рис. 11.18, 11.19).

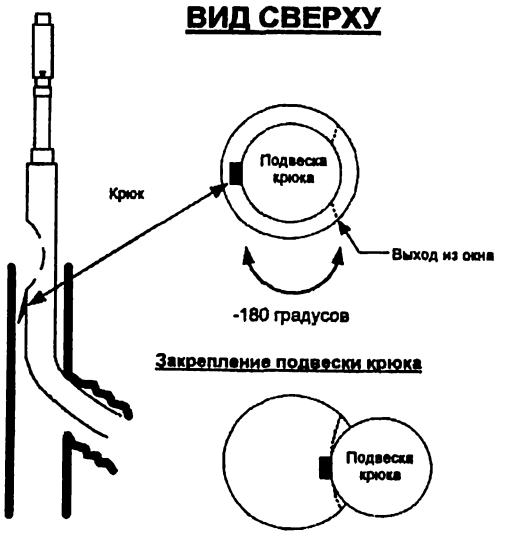


Рис. 11.18. Схема закрепления подвески крюка

Технология создания цементируемого соединения ответвления с основным стволом 4-го уровня на основе крюка-подвески включает следующие этапы:

шаблонирование эксплуатационной колонны до места установки пакера с установочным узлом;

- установка пакера с установочным узлом, определение положения узла ориентирования клина-отклонителя;
- спуск и закрепление в посадочном узле клина-отклонителя с комплектом фрез-райберов;
- вырезание бокового окна в обсадной колонне;
- промывка, очистка ствола скважины от стружки;
- бурение бокового ответвления;
- проведение ГФР в открытом стволе;
- подготовка ствола скважины к спуску хвостовика;
- подъём клина-отклонителя;

- разбуривание пакера с посадочным узлом;
- сборка и ориентированный спуск хвостовика в ствол-ответвление (рис. 11.18);
- закрепление крюка-подвески в боковом окне;
- манжетное цементирование хвостовика;
- нормализация бокового ответвления;
- заканчивание и освоение бокового ответвления.

Технология оборудования стыка 4-го уровня с помощью крюка-подвески основывается на следующих элементах:

- крюк-подвеска;
- устройство защиты крюка-подвески от шлама;
- отклонитель крюка-подвески;
- узел центратора;
- вертлюг хвостовика;
- транспортировочный узел;
- пакер с посадочным узлом;
- якорь.

При сборке хвостовика в его нижней части устанавливается искривленный переводник, ниже которого крепится направляющий патрубок.

Спуск хвостовика в окно производится ориентировано.

Система крюк-подвеска может быть также использована для оборудования стыка 3 уровня сложности по TAML, при котором цементирование хвостовика не производится (рис. 11.19).

Реализация схемы оборудования стыка основного ствола с фрезерованием верхней части хвостовика разработана Baker Oil Tools и предусматривает проведение следующих операций (рис. 11.20):

- подъём клина-отклонителя;
- установка в посадочно-опор-ном узле специального патрубка, защищённого от цемента слоем песка;
- ориентированный спуск в ответвление хвостовика с искривленным направляющим патрубком;
- цементировании хвостовика;
- фрезерование верхней части хвостовика, расположенной в обсадной колонне основного ствола;
- извлечение опорной пакер-пробки с патрубком.

Технология Halliburton оборудования стыка основного ствола с обуриванием верхней части хвостовика заключается в следующем (рис. 11.21):

- спуск хвостовика в ответвление через боковое окно на подвеске;
- цементирование хвостовика до подвески;
- последующее обуривание оставшейся в основном стволе верхней части хвостовика и её извлечение вместе с клином-отклонителем.

Уровень стыка шестого уровня предусматривает спуск в составе обсадной колонны уже готовых узлов

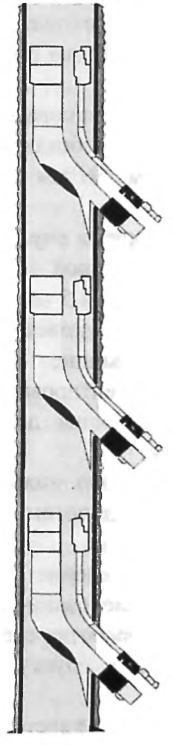


Рис. 11.19. Схема оборудования стыка многозабойной скважины третьего уровня (TAML) сложности на основе устройства крюк-подвеска

соединения основного ствола с ответвлениями, что значительно повышает надёжность герметичности крепи скважины.

Технология создания соединения двух ответвлений с основным стволом 6-го уровня на основе колонного разветвителя, разработанная фирмой «Baker Oil Tools», включает следующие этапы [127]:

- бурение вертикального ствола диаметром 311.1 мм под промежуточную обсадную колонну диаметром 244.5 мм до глубины забуривания нижнего ответвления;
- проработка ствола жесткой КНБК;
- шаблонирование ствола секцией обсадных труб диаметром 299 мм и длиной 60 м;
- сборка и спуск в скважину обсадной колонны диаметром 244.5 мм с двумя колонными разветвителями на нижнем конце;

цементирование обсадной колонны диаметром 244.5 мм;

бурение нижнего ответвления долотом диаметром 120.6 мм;

проведение геофизических исследований;

- проработка ствола ответвления к спуску хвостовика;

спуск хвостовика на подвеске в нижнее ответвление;

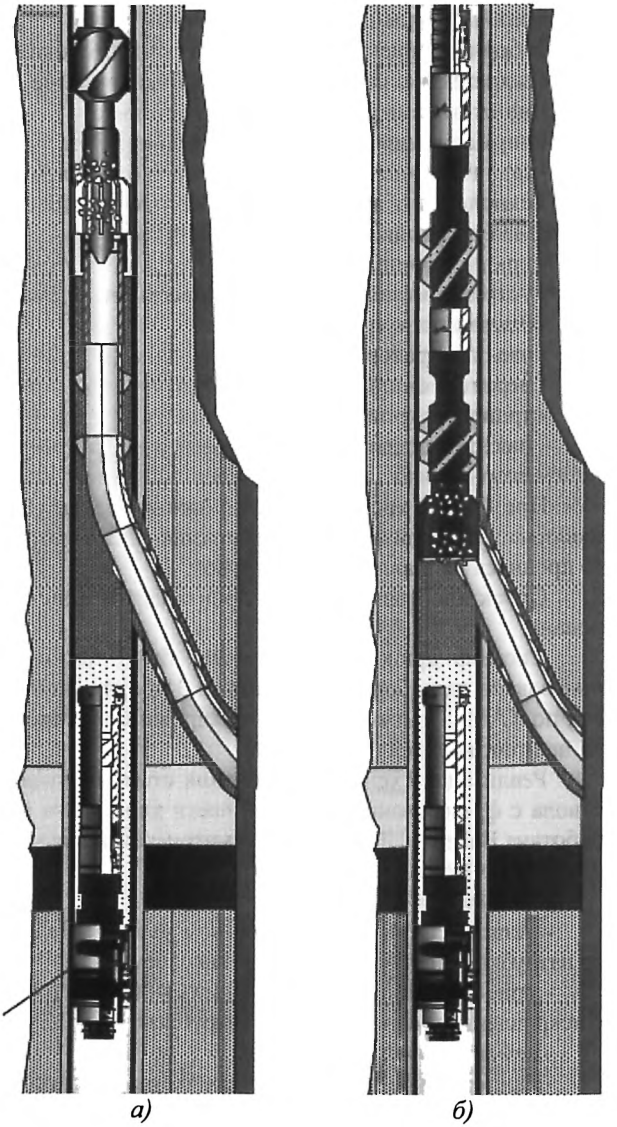


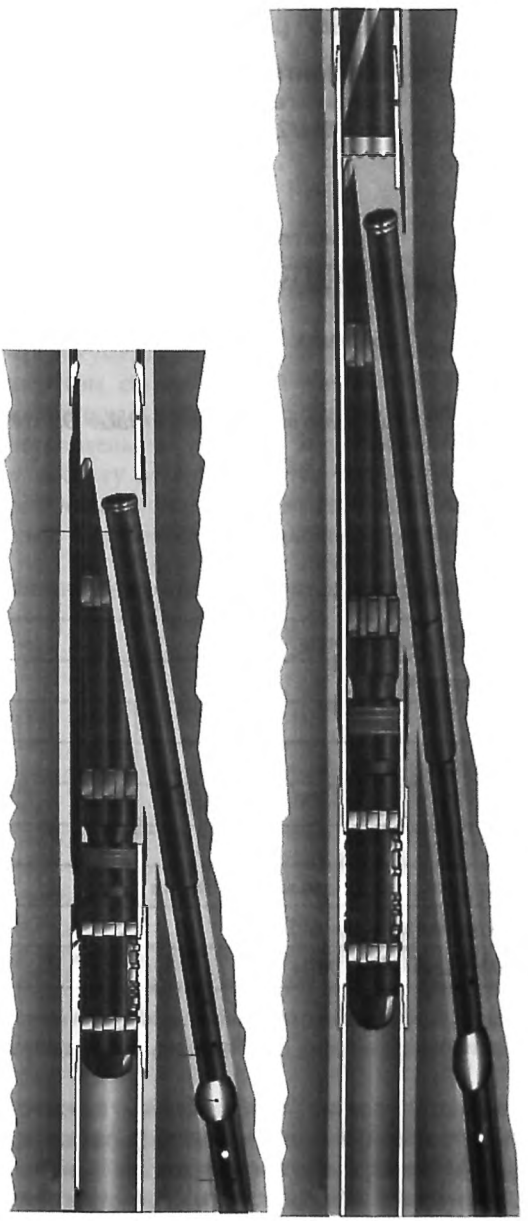
Рис. 11.20. Схема оборудования стыка основного ствола с фрезерованием верхней части хвостовика

- манжетное цементирование хвостовика;
- нормализация и освоение ответвления;
- перекрытие входа в нижнее ответвление мостовой пробкой;
- установка в мостовой пробке направляющего клина для входа в расположенный выше ствол колонного разветвителя;

- бурение долотом диаметром 120.6 мм второго ответвления.

Порядок бурения, крепления и освоения верхнего ответвления совпадает с технологией бурения и крепления нижнего ответвления.

Основные технические параметры колонного разветвителя (рис. 11.22) приведены в табл. 11.2.



а) *б)*

Рис. 11.21. Схема оборудования стыка основного ствола с обуриванием верхней части хвостовика

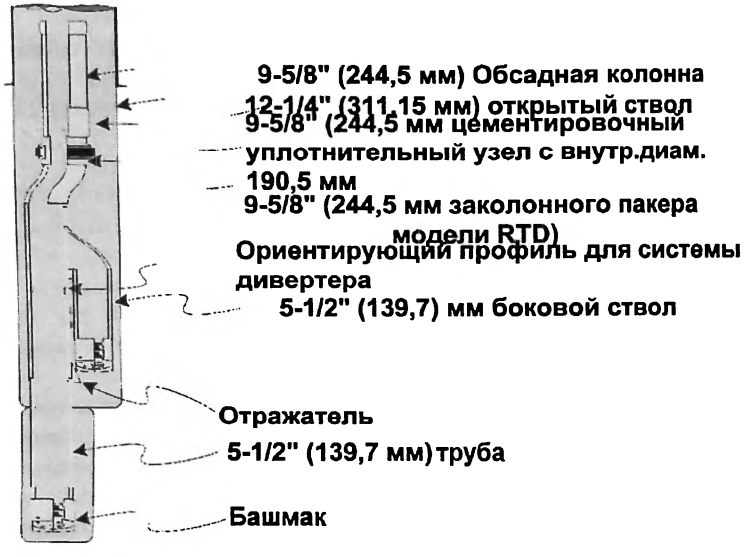


Рис. 11.22. Принципиальная схема колонного разветвителя (Baker Oil Tols).

ТАБЛИЦА 11.2
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛОННОГО РАЗВЕТВИТЕЛЯ ФИРМЫ BAKER OIL TOLS

№	Технический параметр	Величина
1	Уровень обеспечения стыка	6
2	Типоразмер	139.7*139.7*139.7
3	Максимальный диаметр, мм	298
4	Длина, м	22.86
5	Диаметр хвостовиков, мм	88.9
6	Минимальный проходной диаметр ствола скважины, мм	311.1
7	Максимальное внутреннее давление, МПа	72.4
8	Максимальное давление на смятие, МПа	33.7

12 ИНЖЕНЕРНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОВОДКИ ОПОРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Современная практика проектирования как типовых, так и пионерных наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин включает следующие этапы (рис. 12.1):

- техническое задание;
- проектно-сметная документация (ПСД) на строительство скважины;
- проведение экспертизы, согласование и утверждение ПСД.

Утвержденный индивидуальный или групповой рабочий проект является основным документом при строительстве скважин. В случае необходимости в дополнение к групповому рабочему проекту разрабатывается индивидуальная программа бурения, которая учитывает особенности строительства каждой конкретной скважины, определяет порядок подготовки и применения специального бурового инструмента и оборудования.

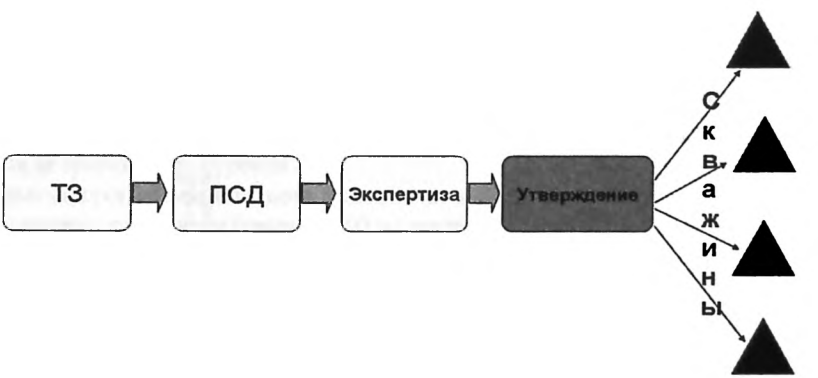


Рис. 12.1. Схема разработки проектно-сметной документации на бурения скважин (ПСД – проектно-сметная документация; ТЗ –техническое задание)

Проектирование скважин основывается на руководящих документах в виде регламентов, инструкций, которыми устанавливается порядок разработки и структура проекта, требования к конструкции скважины, технологическим процессам бурения и крепления скважины, а также требования к буровому оборудованию и инструменту. В соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности при разработке ПСД должен учитываться опыт проводки скважин на данной или ближайших площадях с аналогичными горно-геологическими условиями бурения.

В случае проектирования первых скважин на месторождении или скважин с исполь-

зованием новых технологий, когда необходимый опыт недостаточен или отсутствует вообще технико-технологические решения, включаемые в проект, заимствуются из опыта бурения аналогичных скважин в других нефтегазодобывающих регионах, горно-геологические условия которых могут существенно отличаться от разреза проектируемой скважины.

Создание ПСД на строительство скважин по новой технологии на основе давно устаревших регламентов, инструкций и опыта применения отдельных технических решений на других месторождениях с отличными от проектного горно-геологическими условиями без проведения опытно-технологической работы является одной из основных причин отставания сферы строительства скважин и от современных методов эксплуатации нефтегазовых месторождений. Разработка и применение групповых рабочих проектов на строительство скважин без проведения предпроектных аналитических исследований и последующего опорно-технологического бурения делает возможным применение ошибочного или недостаточно эффективного проектного решения на десятках скважин.

При разработке проектной и конструкторской документации для массового изготовления технических устройств или сооружений, имеющих существенную новизну, инженерной практикой предусматривается проведение опытно-конструкторских работ, которые включают следующие этапы:

- идея (замысел) технического решения;
- аналитическое обоснование;
- разработка (при необходимости), изготовление и испытание модели;
- выполнение прочностных расчетов;
- разработка эскизного проекта;
- изготовление и испытание экспериментального образца;
- разработка конструкторской документации;
- изготовление и испытание опытных образцов;
- корректировка конструкторской документации по результатам испытаний.

Каждый этап оформляется соответствующими документами в виде патентов, прочностных расчетов, аналитических исследований, конструкторской документации, протоколов и актов испытаний (рис. 12.2).

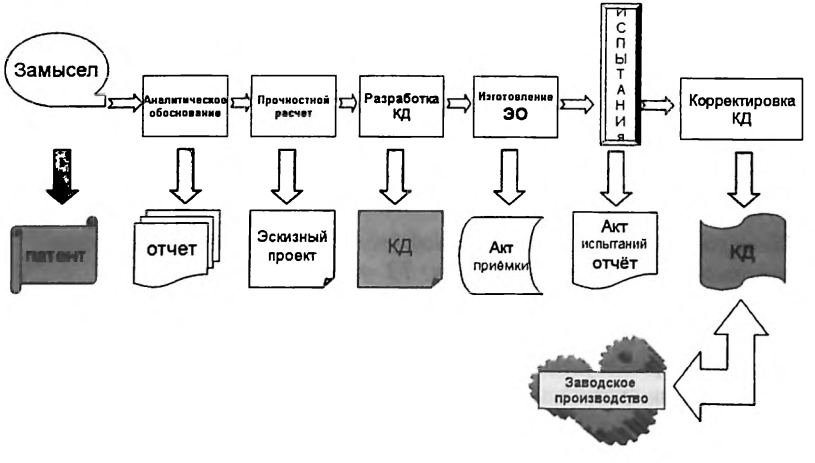


Рис. 12.2. Этапы разработки техничкой документации для массового изготовления машин, механизмов (КД – конструкторская документация; ЭО – экспериментальный образец)

Итоговым документом является рабочая конструкторская документация, на основании которой производится массовое изготовление устройств или строительство различных инженерных сооружений. В последующем рабочая конструкторская документация может подвергаться несущественным изменениям, которыми учитываются выявленные в ходе эксплуатации устройства незначительные дефекты или при создании других типоразмеров данного устройства. Нарушение указанного порядка создания технического решения приводит, как правило, к тому, что изготовляемые серийно устройства требуют многочисленных доделок, доводок в процессе производства.

Из сравнения процедуры создания ПСД на строительство скважины по новой технологии с порядком разработки конструкторской документации на изготовление машин и оборудования следует, что пропускаются важнейшие этапы создания документации скважины, аналитические расчеты, обоснование технико-технологических решений и опытно-технологическая работа.

Задача создания новой технологии, а также комплекса технических средств для её реализации и разработка на этой основе ПСД для строительства эксплуатационных скважин индустриальным методом на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири была решена 40 лет назад учеными и инженерами ВНИИБТ.

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промысла районах Западной Сибири появилась необходимость в применении кустового способа строительства скважин.

При создании технологии и комплекса специального инструмента и оборудования для бурения экспериментальных и опытных кустовых скважин были решены следующие основные задачи:

- создана методико-математическая основа технологии бурения наклонных скважин с большим смещением забоя;
- разработан комплекс специального инструмента для направленного искривления ствола скважины;
- разработаны устройства для проводки тангенциальных и слабо искривленных интервалов профиля скважины;
- разработаны приборы и устройств для ориентирования отклоняющего инструмента и контроля за траекторией бурения.

В рамках программы создания технологии и технических средств для бурения наклонных скважин с большим (свыше 1200 м) смещением забоя в условиях Западной Сибири были созданы базовые рецептуры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость и очистку наклонного ствола.

Опытно-технологические работы по применению комплекса технических средств для проводки наклонных скважин были проведены в 1965 г. при бурении экспериментальной скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении.

Важнейшим практическим итогом бурения экспериментальной скважины № 501 явилось подтверждение работоспособности технико-технологического комплекса для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири. Опытные работы по промысловому внедрению технико-технологического комплекса были продолжены в 1966 г. на Усть-Балыкском месторождении при бурении опорно-технологической скважины № 531. Результаты, полученные в процессе бурения скважин № 501 и № 531, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии бурения кустовых скважин.

Таким образом, реализация новых технико-технологических проектных решений через экспериментальное и опорно-технологическое бурение позволило в сжатые сроки ос-

воить технологию строительства кустовых наклонных скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири.

Параллельно с созданием технологии строительства кустовых скважин осуществлялась конструкторская разработка бурового оборудования и инструмента, технические характеристики которых учитывали технологию наклонного бурения, а также горно-геологические и географические особенности региона.

Такой же подход был в основе разработки и внедрения в 90-х годах специалистами ВНИИБТ новых технологий бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.

В 1993 году на Уренгойском ГКМ пробурен первый горизонтальный боковой ствол из эксплуатационной колонны бездействующей скважины [62].

На стадии предпроектных исследований решались следующие задачи:

- расчет габаритных и энергетических параметров забойного двигателя для забуривания и бурения бокового ствола в пределах вырезанного окна в обсадной колонне;
- проектирование и контроль траектории бурения бокового ствола;
- ориентирование забойного двигателя-отклонителя в вертикальной обсадной колонне;
- спуск и крепление хвостовика.

Проведенные с помощью программного обеспечения «ННБ» инженерные расчёты явились основой для конструирования специальных технических средств и разработки проектной документации [106].

Для забуривания и бурения бокового ствола из вертикальной обсадной колонны была разработана система ориентирования двигателя-отклонителя в обсадной колонне, основанная на гироскопическом инклинометре, малогабаритная телеметрическая система, а также изготовлены специальные винтовые забойные двигатели-отклонители серии ДГ.

Подготовка наземного оборудования и бурового инструмента к проведению работ, инженерно-технологическое сопровождение забуривания, бурения и крепления бокового ствола осуществлялись при участии непосредственных разработчиков технических средств и технологических операций, что позволяло в процессе проведения работ своевременно выявлять недостатки и вносить коррективы в ход ведения работ.

Результаты опорно-технологического бурения были использованы при дальнейшем совершенствовании технико-технологического комплекса для строительства боковых стволов.

По аналогичной схеме осуществлялось опорно-технологическое бурение первых горизонтальных скважин на шельфе Чёрного и Южно-Китайского морей, а также в Азовском море [52, 63, 90].

Инженерно-технологического сопровождения бурения экспериментальных и опорно-технологических скважин предусматривает решение следующих задач:

- проведение аналитического обоснования новой технологии;
- разработка технологии бурения и крепления скважины;
- разработка требований к буровому оборудованию, инструменту и буровому раствору;
- размещение заказов на изготовление и приобретение специальных технических средств;
- конструирование отсутствующих на рынке элементов технологической оснастки бурильной колонны, размещение заказов на заводе-изготовителе и контроль за их изготовлением;
- комплектование и подготовка к работе всего комплекса технических средств непосредственно на месторождении;
- контроль и инженерное обеспечение технологического процесса бурения сква-

жины с проведением инклинометрических измерений с помощью телесистемы и инклинометров;

- анализ результатов опорно-технологического бурения и разработка решений по устранению выявленных недостатков технологии и комплекса технических средств;

- разработка технологического регламента.

Строительство опорно-технологических скважин не может быть основано на принципах организации бурения коммерческих скважин, когда при выборе по конкурсу подрядчиков главным критерием является минимум стоимости оказываемых услуг.

Существующие профильные сервисные структуры ориентированы на типовые технологические работы и, поэтому, не могут осуществлять эффективное сопровождение опорно-технологического бурения, поскольку у них нет для этого специалистов, обладающих достаточным опытом в области разработки новых технологий. Кроме того, сервисные организации не обладают научно-методической основой разработки и проектирования буровых процессов. Принятая система разделения сервисов, когда отдельные технические этапы решаются разными подрядными организациями, ведет к тому, что основные задачи бурения опорно-технологи-ческой скважины вступают в противоречие с коммерческими интересами участников бурения скважины.

Приоритетными критериями выбора исполнителей работ при бурении опорно-технологической скважины являются широта диапазона оказываемых услуг, уровень квалификации исполнителей, наличие методической основы буровых технологий, опыт бурения первых (пионерных) и высокотехнологичных скважин.

Существенное сокращение затрат на строительство скважин, значительное повышение КИН, кратное снижение техногенного воздействия на природную среду и земные недра возможны только за счет принципиально новых технологий строительства скважин, которые находятся или на стадии опытно-промыслового применения или на уровне поисковых работ.

К таким технологиям сегодня относятся многозабойное бурение, радиально-горизонтальные скважины, технология строительства добывающих скважин с внутрипластовой системой дренажных стволов [92].

Решение вопроса об эффективности новых технологий невозможно без бурения экспериментальных скважин, проект на строительство которых должен быть разработан с участием профильных специалистов на основе мирового опыта в области высокотехнологичных скважин. Разработке такого проекта должна предшествовать научно-технологическая работа, по результатам которой должно приниматься окончательное решение о начале работ.

Уровень знаний специалистов и современная техническая оснащенность институтов-проектировщиков недостаточны для эффективной координации и управления строительством экспериментальных и опорно-технологических скважин, поэтому реализация инновационных проектов бурения невозможна без специализированного отраслевого или корпоративного инженерно-технологического центра, основной целью которого является формирование высокого технического уровня строительства скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

Проектирование и контроль за проводкой пионерных скважин не является задачей проектировщика, разработчика ПСД для типовых скважин, так как в этом случае требуется участие специалистов-технологов широкого профиля с уровнем знаний, выходящим за пределы традиционной специализации инженера-проектировщика.

Для целей экспериментального и опорно-технологического бурения необходима также структура с интегрированным технологическим сервисом, включающая следующие подразделения (рис. 12.3):

- технологический;
- телеметрии (геонавигации);
- технический;
- бурового раствора.

Задачами технологического отдела являются:

- анализ горно-геологических условий строительства скважины;
- разработка и обоснование технологическое схемы бурения;
- выбор комплекта оборудования и инструмента для реализации технологии;
- выдача задания техническому отделу на приобретение необходимых элементов технологического комплекса;
- выбор рецептуры и основных реологических параметров бурового раствора;
- разработка технического задания на изготовление проектно-сметной документации на бурение;
- разработка детальной программы бурения и крепления скважины;
- инженерное сопровождение буровых работ на месторождении.

Отдел телеметрии комплектует необходимое для выполнения работ оборудование, включающее телеметрическую систему с технологической оснасткой, комплект инклинометров и осуществляет геонавигационное сопровождение бурения скважины.

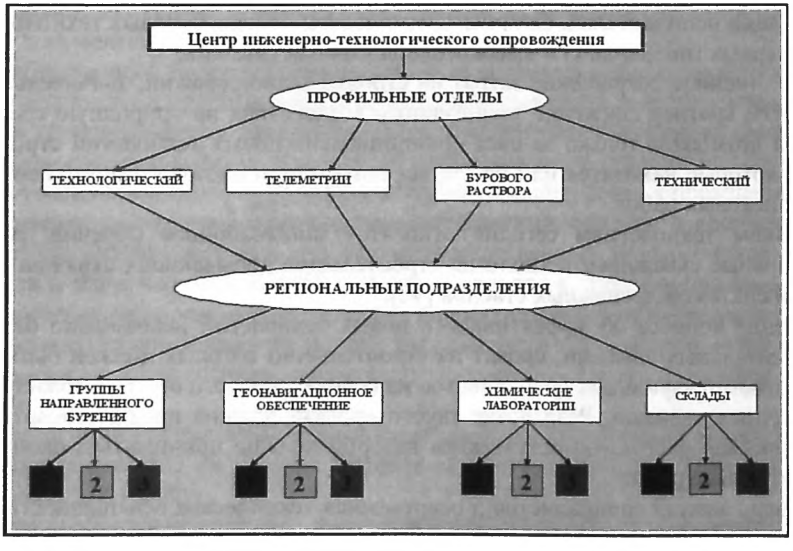


Рис. 12.3. Структура центра инженерно-технологического сопровождения экспериментального и опорно-технологического бурения

Технический отдел заказывает отдельные элементы технологического комплекса на заводе-изготовителе, разрабатывает конструкторскую документацию на технические средства, которых нет на рынке нефтегазового оборудования, осуществляет контроль за их производством, комплектует необходимое оборудование и инструмент, организует доставку на место проведения работ и осуществляет его подготовку к бурению скважины на месторождении.

Отдел буровых растворов разрабатывает рецептуру промывочной жидкости, технологию ее приготовления, составляет программу по буровому раствору и заказывает необ-

ходимые химические вещества и реагенты, осуществляет контроль за приготовлением бурового раствора непосредственно на буровой.

Проведение предпроектных исследований, экспериментальных и опытно-технологических работ даст возможность в сжатые сроки воплотить новейшие технологии в проектные решения. Инструкции, регламентирующие технологические процессы современных (инновационных) технологий и являющиеся должны основываться на опыте (результатах) бурения экспериментальных и опорно-технологических скважин.

Таким образом, для реализации инновационных проектов в области строительства скважин необходимы специализированные отраслевые или корпоративные инженерно-технологические центры, основной целью которых должно быть внедрение новых технологий и повышение технического уровня строительства скважин.

13 АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПРОВОДКОЙ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Повышение надежности работы забойных телеметрических систем сделало возможным их применение не только при проводке высокотехнологичных скважин со сложным профилем, но в практике бурения обычных, типовых наклонно направленных скважин.

Для выбора оптимального решения по изменению режима и траектории бурения, оператор должен обладать определенным опытом в управлении технологическим процессом, знанием взаимовлияния параметров режима бурения, а также тенденции влияния свойств горной породы на работу породоразрушающего инструмента. Если учесть разнообразие возникающих ситуаций в огромном диапазоне условий бурения, то становится очевидной необходимость в автоматизации процесса направленного бурения.

Создание интеллектуально-автоматизированной буровой установки, которая будет контролировать и корректировать работу бурильщика, а в некоторых случаях, осуществлять бурение скважины или выполнение определенных операций в автоматическом режиме, является одним из приоритетных направлений зарубежных и отечественных производителей бурового оборудования.

В рамках программы НИОКР специалистами ВНИИБТ под руководством авторов данной книги разработаны научно методические основы и алгоритмические решения системы автоматизированного управления проводкой наклонных и горизонтальных скважин - САУПС.

Целью САУПС является повышение точности и качества выполнения проектного профиля ствола наклонной или горизонтальной скважины за счет исключения субъективного фактора и повышения оперативности при принятии управляющих решений в процессе корректирования траектории бурения

САУПС предназначена для автоматического управления механизмами буровой установки и бурильным инструментом при проводке ствола по проектному профилю.

Основными задачами САУПС в процессе бурения скважины являются:

- измерение траекторных и режимных параметров бурения на забое скважины;
- передачу информации к наземной аппаратуре;
- измерение и регистрация наземных параметров режима бурения и работы бурового оборудования;
- обработку данных измерения;
- формирование информации о траекторных и технологических параметрах бурения,
- выдачу рекомендаций по дальнейшей проводке ствола скважины;
- предупреждение об осложнениях и аварийных ситуациях;
- обеспечение заданных бурильщиком режимных и траекторных параметров в автоматическом режиме;

- формирование банка данных.

САУПС доукомплектовывает буровую установку и включает следующие основные элементы (рис. 13.1):

- подсистему контроля забойных параметров бурения;
- телеметрическую систему с забойным двигателем-отклонителем или устройством для направленного бурения;
- подсистему контроля наземных параметров бурения (СНК);
- подсистему технических и программных средств управления исполнительными механизмами буровой установки (СУИМ).

Подсистема СУИМ имеет подсистемы «Регистрация», «Визуализация», «Управление», «Диагностика» и «Банк данных».

Подсистема «Регистрация» включает регистрацию и хранение параметров и формирование отчетной документации.

Подсистема «Визуализация» включает отображение параметров, мнемосхемы буровой установки, отображение аварийной сигнализации.

Подсистема «Управление» включает обработку информации, управления ротором насосами, лебедкой и забойными механизмами.

Подсистема «Диагностика» включает контроль готовности параметров и формирование аварийных сигналов.

Подсистема «Банк данных» накапливает информацию о ведении технологического процесса, значениях измеряемых параметров для дальнейшего использования в аналогичных ситуациях.

Для эффективного функционирования САУПС целесообразно использование забойной телеметрической системы с электрическим (электропроводным) каналом связи, встроенным в бурильную колонну [87].

Выполнение канала связи забойного модуля телесистемы с наземной аппаратурой в виде расположенного внутри бурильной колонны электрического кабеля позволит осуществлять мгновенную передачу с забоя скважины практически неограниченный объем информации независимо от свойств горных пород и параметров промывочной жидкости, а также электропитание к измерительной, передающей и управляющей части телесистемы. Кроме того, такой канал связи не препятствует выполнению различных технологических операций по проводке скважины [108].

Информация от телеметрической системы по электрическому каналу связи и от СНК поступает в блок «Сравнение» центрального процессора ПК, в память которого заложены проектные данные профиля скважины и режима бурения. Из блока «Сравнение» в блок «Подсказчик» поступают сведения об отклонении фактических данных от проектных значений параметров проектного профиля и режима бурения. Блок «Подсказчик» выдает рекомендации для принятия управляющих команд исполнительным механизмам.

Алгоритмы управления учитывают дополнительные сведения по параметрам бурильных труб, промывочной жидкости, конструкции скважины, данные по геологическому разрезу и другую необходимую информацию о скважине. Оператор принимает решение о запуске исполнительных механизмов приводов буровой установки в ручной, полуавтоматический или автоматический режим работы посредством соответствующих пультов.

Режим ручного привода применяется при отсутствии в программном обеспечении персонального компьютера (ПК) решений для данного конкретного интервала бурения. В зависимости от выполнения программы бурения этого интервала, оператор дает команду на переход в полуавтоматический или автоматический режим работы САУПС. Технологические действия заносятся в память ПК (в банк данных) для использования полученных результатов в аналогичных ситуациях.

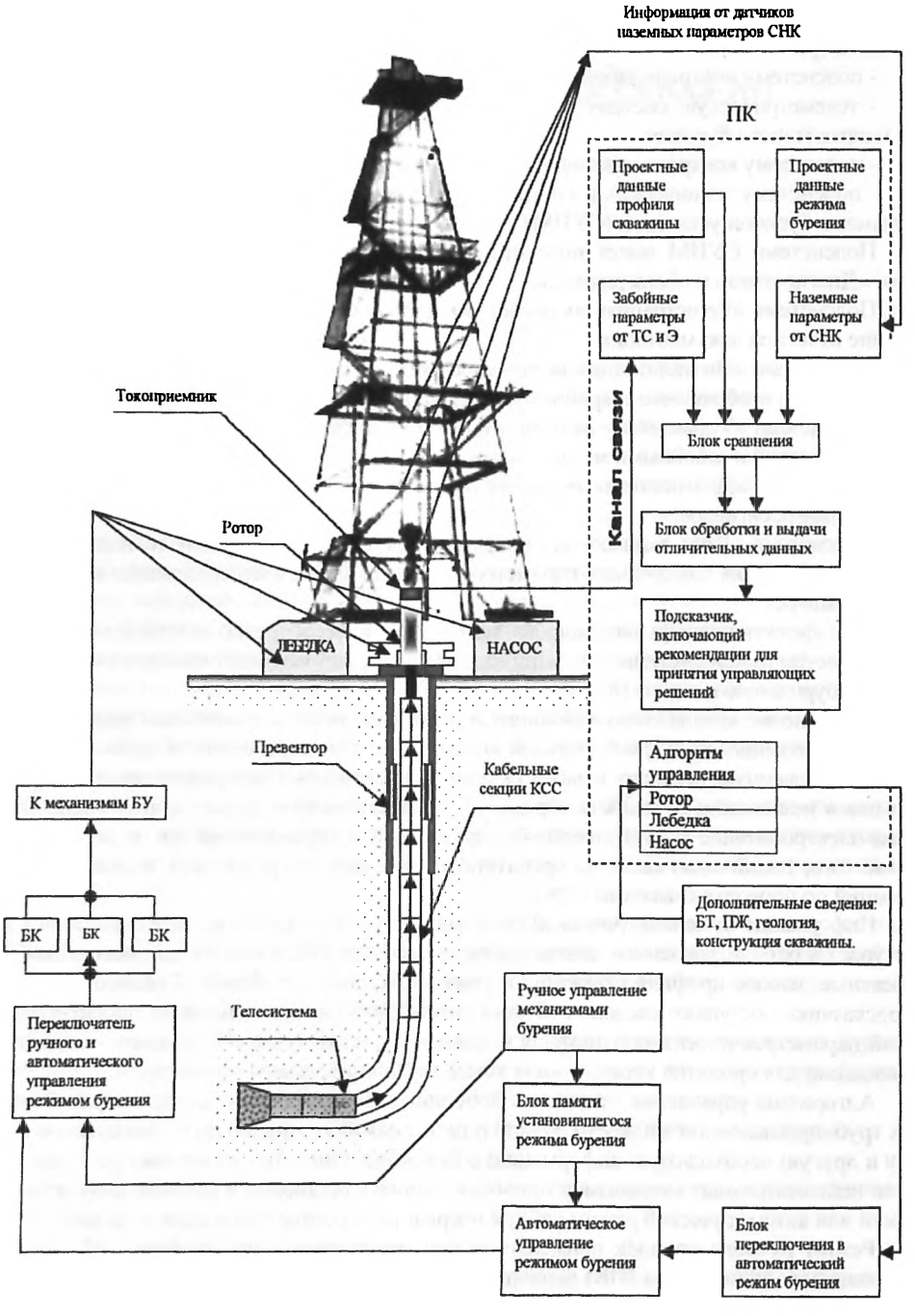


Рис. 13.1. Принципиальная схема системы автоматизированного управления проводкой наклонных и горизонтальных скважин - САУПС.

Забойной частью САУПС является компоновка низа бурильной колонны (КНБК), которая может быть выполнена на основе обычного или стабилизированного забойного двигателя-отклонителя. Геометрические и жесткостные параметры таких забойных двигателей-отклонителей выбираются в соответствии с проектным радиусом кривизны ствола скважины и не могут изменяться в забойных условиях. Такими геометрическими параметрами забойного двигателя-отклонителя являются диаметр и длина его секций, диаметр опорно-центрирующих элементов, а также угол перекоса механизма искривления.

Управление траекторией бурения с помощью забойного двигателя-отклонителя достигается за счет его ориентации в соответствии с результатом реализации алгоритма управления и проводки скважины в режиме чередования скольжения и вращения бурильной колонны. В практике наклонного бурения управление забойным двигателем-отклонителем в основном осуществляют ротором буровой установки путем поворота бурильной колонны. Эффективность данного способа управления снижается с увеличением длины бурильной колонны и извилистости формируемого ствола скважины. При определенной длине бурильной колонны управление забойным двигателем-отклонителем в целях выполнения запланированной траектории бурения с заданной точностью существенно осложняется или становится невозможным.

Поэтому основным моментом в автоматизации управления проводкой скважины является определение длины бурильной колонны, при которой необходимо изменить систему управления забойным двигателем-отклонителем, например, перейти с управления с помощью бурильной колонны на управление посредством забойного управляющего механизма.

Условием для определения такой критической длины бурильной колонны, т. е. такой длины, при которой возможно решение технологических задач по направленной проводке с помощью бурильной колонны, может быть максимальное отклонение угла установки забойного двигателя-отклонителя, от расчетного значения, при котором обеспечивается целенаправленное изменение зенитного угла и азимута ствола скважины [77].

Критическая (максимальная) длина ($L_{КР}$) бурильной колонны при этом рассчитывается по формуле:

$$L_{кр} = \frac{1.57 \cdot GJ}{F_{от} \cdot D \cdot \chi},$$

где: D - диаметр долота, м
χ – коэффициент сопротивления вращению долота;
GI - жесткость на кручение (сдвиг) бурильной колонны, Н·м^2;
$F_{ОТ}$ – отклоняющая сила на долоте, Н.

При длине бурильной колонны, равной или близкой к критическому значению управление забойным двигателем-отклонителем может быть осуществлено путем изменения параметров режима бурения, например, осевой нагрузки на долото. При увеличении и уменьшении нагрузки на долото изменяется соответственно реактивный момент забойного двигателя-отклонителя, а, следовательно, и угол закручивания бурильной колонны и положение забойного двигателя-отклонителя в скважине. Однако данный способ предполагает отклонение от рационального режима бурения, что может негативно отразиться на технико-экономических показателях проводки скважины.

Забойный механизм управления расширяет технологические возможности САУПС, позволяя осуществлять ориентирование забойного двигателя-отлконителя при длине бурильной колонны, превышающей критическое значение. Однако данный механизм не устраняет основной недостаток забойного двигателя-отклонителя с жестко заданными геометрическими параметрами, который заключается в том, что в случае необходимости невозможно изменить радиус искривления ствола в процессе долбления. Таким же недостатком обладают КНБК, оснащенные обычными опорно-центрирующими и калибрующими элементами.

Существуют забойные управляемые снаряды с переменной геометрией: забойные двигатели-отлконители с изменяемым в процессе долбления углом перекоса секций, КНБК с управляемыми стабилизаторами, системы роторного бурения с динамически позицианированием управляющих элементов. Указанные технические решения позволяют осуществлять проводку скважины с переменной кривизной ее ствола, что даст возможность осуществлять бурение по самым сложным траекториям при обеспечении качественного ствола скважины.

В отечественной практике бурения направленных скважин имеется опыт промыслового применения управляемого турбинного отклонителя, угол искривления секций которого можно изменять в забойных условиях. Использование управляемого забойного двигателя-отклонителя в САУПС существенно расширит возможности системы в части повышения точности реализации запланированной траектории бурения при выполнении всех требований к качеству ствола скважины, так как в отличие от существующей технологии направленной проводки скважины, бурение прямолинейных интервалов профиля скважины может быть осуществлено при минимальном угле искривления или даже при соосном расположении секций забойного двигателя-отклонителя.

Алгоритм контроля траектории бурения САУПС предусматривает решение следующих задач:

- расчет координат траектории бурения на основании измерений зенитного угла, азимута и длины ствола скважины;
- расчет направляющих углов траектории бурения;
- сравнение забойных параметров траектории бурения с проектным профилем;
- оценка отклонения траектории бурения от проектного профиля;
- расчет траектории интервала дальнейшего углубления скважины;
- расчет технологических параметров бурения.

Результатом реализации алгоритма контроля траектории бурения является азимут положения двигателя-отклонителя и интервал бурения, при которых обеспечивается реализация проектного профиля или интервала корректирование траектории бурения.

Важным вопросом при реализации САУПС является определение параметров забойной отклоняющей КНБК, которая позволит в реально сложившихся условиях обеспечить расчетную траекторию дальнейшего углубления ствола скважины при выполнении заданных ограничений по интенсивности зенитного и азимутального искривления ствола.

На основании расчета траектории бурения для конкретных горно-геологических условий бурения необходимо определить параметры забойного управляемого снаряда: угол перекоса механизма искривления или диаметр управляемого стабилизатора.

В качестве основы алгоритмов контроля траектории бурения и управления проводкой скважины может быть использовано методико-математическое обеспечение программного комплекса «Наклонно-направленное бурение», которое предназначено для расчета координат и параметров фактического профиля скважины на основании

измерений угла и азимута, прогнозирования и расчета траектории выведения ствола в заданную точку с заданными значениями зенитного угла и азимута.

Кроме того, методико-математическое обеспечение программного комплекса «Наклонно-направленное бурение» предусматривает расчет параметров забойного двигателя-отклонителя, а также КНБК.

Алгоритмы программного комплекса «Наклонно направленное бурение» включены в отраслевые и корпоративные документы, регламентирующие проводку наклонных и горизонтальных скважин, и прошли всестороннюю более чем 20-летнюю проверку в справочной и научно-технической литературе [27, 30, 33].

Система автоматизированного управления проводкой наклонных и горизонтальных скважин – САУПС позволит повысить качество строительства скважин, точность выполнения проектного профиля, исключить субъективные ошибки персонала буровой установки даже при среднем уровне его квалификации, что даст существенную экономию при строительстве скважин.

Создание интеллектуальной буровой установки, которая будет контролировать и корректировать работу бурильщика, а также осуществлять бурение скважины или выполнение определенных операций в автоматическом режиме, может быть осуществлено на базе уже существующих технико-технологических решений. Методико-математической базой САУПС могут быть новейшие теоретические разработки отечественных специалистов в области наклонного и горизонтального бурения, созданные на основе современных представлений о формировании ствола направленной скважины.

14 ВОПРОСЫ ОХРАНЫ НЕДР ПРИ БУРЕНИИ И КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

В процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений формируются техногенные зоны аномально высокого пластового давления, имеет место выход флюида на земную поверхность, что является следствием негерметичности крепи скважин. Отсутствие герметичности системы, образуемой обсадными колоннами и цементным камнем, приводит также к снижению пластового давления объектов эксплуатации и загрязнению водоносных горизонтов.

Поступление нефти и газа в водоносные пласты из расположенных ниже продуктивных горизонтов может осуществляться как по каналам в заколонном зазоре между обсадной колонной и стенкой скважины, так и по самой обсадной колонне, вследствие нарушения герметичности резьбовых соединений и целостности обсадных труб. Как показывают результаты исследований скважин, участки качественной крепи чередуются с интервалами частичного или полного отсутствия сцепления цементного камня с обсадной трубой и горной породой, имеются интервалы, где цементное кольцо отсутствует вообще. Качество цементирования обсадных колонн в значительной степени определяется геометрией ствола скважины, поскольку в процессе бурения ствол формируется с отклонениями от идеальной формы в виде локальных искривлений, кривизна которых может быть на несколько порядков больше допустимых значений [69, 111]. В интервалах ствола с локальными искривлениями невозможно обеспечить концентричное расположение обсадной колонны в скважине, так как кривизна ствола не может быть воспроизведена обсадными трубами, изгибающимися в пределах упругой деформации. При этом на участках касания обсадной колонны со стенкой скважины образуются застойные зоны, разрушить которые за счёт гидродинамического перепада давления буферной жидкости и тампонажного раствора практически невозможно.

В результате неполного замещения бурового раствора тампонажной смесью в заколонном пространстве образуются каналы, по которым флюид поступает в пласты с более низким давлением. Кроме того, при длительной эксплуатации скважины обсадные трубы могут протираться штангами глубинного насоса в месте резких искривлений ствола, что приводит к потере герметичности обсадной колонны.

Такие проявления техногенеза, как потеря герметичности крепи скважины, способствуют проникновению в подземные водоносные горизонты чужеродных литосферных вод и углеводородов при законтурном и внутриконтурном заводнении продуктивных пластов, включающих различные химические вещества.

При изъятии из недр огромных объёмов флюида происходит существенная перестройка гидродинамической структуры бассейнов подземных вод, формируются искусственно созданные гидродинамические инверсии. Нарушение равновесного состояния

сложившейся гидродинамической структуры приводит в действие процессы, направленные на её «квазистабилизацию», интенсифицируя межпластовые перетоки чужеродных подземных вод по внутричехольным нарушениям и литологическим «гидрогеологическим окнам», а также по заколонному пространству скважины.

Контроля или хотя бы наблюдения за состоянием подземных вод глубоких горизонтов, за исключением апт-альб-сеноманского комплекса, на разрабатываемых месторождениях нефти и газа, не велось ранее и не ведется сейчас. Отсутствуют как программы ведения таких работ, так и рекомендации по их составлению и обоснованию. Не проводятся наблюдения за качеством пластовых вод нефтегазоносного разреза, ряд определяемых компонентов химического состава техногенных вод сокращен.

В последние годы в Западной Сибири только на территории Ханты-Мансийского АО реализуются программы по проведению контроля за использованием подземных вод альб-апт-сеноманского комплекса. Организуемая сеть наблюдательных скважин на апт-сеноманский комплекс принадлежит ОАО "Сургутнефтегаз". В настоящее время наблюдательная сеть представлена только двумя пунктами наблюдений на Конитлорском лицензионном участке [76].

Существующее законодательство и нормативная база, регламентирующие природоохранные и ресурсосберегающие аспекты, ориентированы в большей степени на пресные и маломинерализованные воды, используемые в хозяйственно-питьевом водоснабжении.

Промышленные, термальные и лечебные воды, сосредоточенные в отложениях глубокозалегающих горизонтов, и в том числе локализованных на объектах нефтегазодобычи, защищены лишь декларативными статьями законов, регламентирующих общие вопросы рационального недропользования, и носят концептуальный характер. В статьях определяется лишь ответственность недропользователей по учету запасов как основных, так и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов, а роль государства, как гаранта Конституции и ответственного за надзор в сфере недропользования, недостаточно четко обозначена. В результате отсутствует единая база данных по результатам эколого-геодинамического мониторинга, проводимого отдельными недропользователями.

Нормативно-методическая база оценки изменения качества сопутствующих компонентов, в частности содержащихся в пластовых водах, а также законодательная регламентация ответственности за ухудшение их потребительских свойств в процессе разработки месторождения углеводородов в настоящее время отсутствуют.

В то же время в России в разные годы разрабатывались достаточно основательные регламентирующие документы общего действия по оценке качества подземных вод как по линии санитарно-гигиенического контроля, так и в части недропользования. Использование существующей нормативной базы при разработке документов в сфере нефтегазодобывающего комплекса позволило бы оптимизировать процесс мониторинга подземных вод, без дополнительного «изобретения велосипеда» в вопросах контроля за состоянием подземных вод в районах месторождений углеводородного сырья.

Информационной основой государственного управления в области рационального использования ресурсного потенциала подземных вод в районах нефтегазодобычи должна стать единая система мониторинга подземных вод глубокозалегающих горизонтов на федеральном, региональном, территориальном и локальном уровнях. Обязательность выполнения работ по оценке состояния подземных вод в районах нефтегазодобычи не вызывает сомнения, так как новый федеральный закон «Водный кодекс», вступивший в силу с 01.01.2007 г., не оставляет сомнений в том, что надзорные органы будут ужесточать требования по обеспечению соблюдения нормативов качества подземных вод и рационального недропользования.

Назрела также необходимость в более широком применении при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин современных технологий, обеспечивающих высокое качество цементирования обсадных колонн. Создание герметичной крепи в интервалах расположения непроницаемых пластов горной породы позволит исключить вертикальную инверсию пластовых флюидов.

Существенное повышение надёжности крепи скважины может быть достигнуто за счёт улучшения качества ствола скважины, что особенно актуально в интервалах залегания непроницаемых пластов горной породы.

Предстоящее широкое разбуривание нефтяных и газовых месторождений на Российском арктическом шельфе требует скорейшей разработки инновационных технологий строительства, вертикальных, наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин, обеспечивающих в экстремальных условиях эффективную разведку месторождений, эксплуатацию скважин, охрану недр и окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абубакиров В.Ф., Гноевых А.Н., Буримов Ю.Г., Межлумов А.О. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое, том 2 (справочное пособие), М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 650 с.
2. Абызбаев Б.И., Фоменко Ф.Н., Беляев В.М, Монов В.И. Промысловые исследования по определению затрат мощности на холостое вращение долота и калибратора электробуром при проводке наклонно направ-ленных скважин // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - вып. 7. – с. 35-37
3. Аксельрод С.М. Исследование профиля потока в горизонтальных скважинах (по материалам американской печати) // Каротажник, Тверь: -2005. № 5-6. – с. 301-305
4. Аронов Ю.А., Калинин А.Г., Фёдоров А.Ф. Определение траектории ствола наклонно направленной скважины и угла установки отклонителя с помощью телеметрических систем // Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - № 8. – с. 12-15
5. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели (справочное пособие). - М.: Недра, 1999. – 375 с.
6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Новые технологии бурения нефтяных и газовых скважин предопределяют дальнейшее совершенствование винтовых забойных двигателей // труды ВНИИБТ № 2 (70). - М.: ОАО НПО «Буровая техника», 2008. – с. 319-338
7. Бастриков С.Н. Строительство скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: - «Вектор Бук», - 2000. – 252 с.
8. Барский И.Л. О новых подходах к математическому обеспечению проводки наклонно направленных скважин // Технология ТЭК. – М.: ЗАО «Издательский дом «Нефть и капитал», 2005. - № 3. – с. 22-24
9. Беляев В.М., Калинин А.Г., Солодкий К.М., Фёдоров А.Ф. Расчёт компоновок нижней части бурильной колонны. - М.:- Недра, -1977, - 186 с.
10. Богданов В.Л., Ерохин В.П., Саркисянц Б.Р., Батурин Ю.Е., Юрьев А.Н., Дегтянников Е.А., Балуев А.А., Афанасьев В.А. «Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении»//Нефтяное хозяйство. –М.: 2000. -№ 8. – с. 30-42
11. Буровые системы Андергейдж. Руководство пользователя, 2008. –32 с.
12. Валлиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Яррулин Р.К., Федотов В.Я., Медведев Н.Я., Глебочаева Н.К. Исследование многофазных потоков в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. – М.: - 2002. - № 12, - с. 55-56
13. Васильев Ю.С., Калинин А.Г., Попов В.М. Исследование точности установки отклонителя в требуемое положение при повороте его в стволе скважины // труды ВНИИБТ «Направленное бурение». – М.: «Недра». - 1971. - выпуск XXVI. – с. 9-14

14. Васильев Ю.С., Калинин А.Г., Попов В.М. О форме поперечного сечения ствола скважины // сборник трудов ВНИИБТ. – М.: Недра, 1968. - выпуск 19. – с. 47-53
15. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. – М.: «Гостоптехиздат», 1960. – 160 с.
16. Гержберг Ю.М. Временная инструкция по проработке и расширению ствола скважины с помощью эксцентричных турбинных КНБК. – Ухта (Ухтинский индустриальный институт), 1987. – 19 с.
17. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. – М.: «Недра», 1974. – 240 с.
18. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. – 190 с.
19. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 302 с.
20. Гудков-Кученков С.Ю., Кучумов П.Н. Применение многоствольных скважин для интенсификации нефтедобычи // Бурение и нефть, 4, 2009
21. Гулизаде М.П. Турбинное бурение наклонных скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1959. – 308 с.
22. Гулизаде М.П., Кауфман Л.Я., Сушон Л.Я. Методика расчета интенсивности искривления ствола наклонной скважины.- Тюмень, 1974.- 59 с.
23. Двухтурбинные буры. – М.: ВНИИБТ, 1971. – 8 с.
24. Зверюга А.А. Винтовой керн при вращательном бурении скважин // Методика и техника разведки (Технология алмазного бурения). - Л.: ОНТИ ВИТР, 1964. - Сб. № 46.
25. Зиненко В.П. Причины искривления скважин колонкового бурения и меры борьбы с искривлением (диссертация на соискание учёной степени кандидат технических наук). – М: МГРИ, 1958
26. Елгазин В.И. Искажение сечения шнуров и скважин в процессе бурения // Горный журнал. – М.: - 1960. - № 9
27. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин (РД-39-2-810-83). - М. 1983. – 152 с.
28. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири (РД-39-0148070-6.027-86). – Тюмень: МНП, СибНИИНП, 1986. – 138 с.
29. Инструкция по бурению направленных скважин на нефтяных месторождениях. - Ухта: ПечорНИПИнефть, 1987. – 114 с.
30. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин (РД39-0148052-514-86).- М.: ВНИИБТ, 1986. – 84 с.
31. Инструкция по статистической обработке промысловой информации».- М.: ВНИИБТ, 1972. – 80 с.
32. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно направленного или горизонтального ствола скважины (РД 08-625-03) - М.: 2003. – 57 с.
33. Инструкция по забуриванию дополнительного ствола из обсаженной эксплуатационной скважины (РД 39-0148052-550-88). - М., ВНИИБТ, 1986
34. Инструкция по технологии бурения электробурами // ВНИИБТ, М., 1970. – 87 с.

35. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. –М.: «Недра», 1987. – 215 с.
36. Калибраторы, центраторы, стабилизаторы (классификация, виды, типы и основные размеры). ОСТ 39-078-79. – 12 с.
37. Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: «Недра», 1974. – 304 с.
38. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. – 846 с.
39. Калинин А.Г. Механизм образования стволов геологоразведочных скважин // Серия «Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства». – М.: Информационное сообщение ОНТИ ВИЭМС Мингеологии СССР, 1968 - № 27. – 22 с.
40. Калинин А.Г., Беляев В.М., Архипов И.Г., Аронов Ю.А., Безумов В.В., Голов В.А, Никитин Б.А Опыт строительства наклонно-направленных скважин с большими отклонениями забоев в условиях шельфа Северного Сахалина // Техника и технология бурения наклонно направленных скважин. - М.: труды ВНИИБТ выпуск XLVI, 1979. - с. 14-26
41. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. Москва-Ижевск, 2006. – 640 с.
42. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн. – М.: «Недра», 1995. – 305 с.
43. Калинин А.Г., Солодкий К.М., Фёдоров А.Ф. Повалихин А.С. Стабилизирующие компоновки низа бурильной колонны // информацион-ный сборник «Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности». – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. - выпуск 7. – с. 14-21
44. Калинин А.Г., Повалихин А.С., Солодкий К.М. Исследование работы отклонителей на базе забойных двигателей с коротким нижним плечом // Сборник трудов МГРИ, серия «Техника и технология геологоразведочных работ». – М.: - 1986. - № 9. – с. 38-43
45. Каталог продукции и услуг. ЗАО «Гидробурсервис». – 2008. – 24 с.
46. Каталог комплексов технических средств для крепления скважин хвостовиками 89, 102, 114, 127мм. ОАО «Тяжпрессмаш», 2008. –54 с.
47. Козлов А.В. Разработка технологии управления траекторией горизонтального ствола при строительстве скважин в акватории Черного моря. - М.: автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. - МГГА, 2001. – 19 с.
48. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 351 с.
49. Костин Ю.С., Соловов Ю.Г., Нескоромных В.В., Закиев Р.Б., Блохин Ю.Ф. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин. - Чита, 2004. – 351 с.
50. Медведев Н.Я., Малышев А.Г., Сонич В.П. Анализ применения боковых стволов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – М.: 2001. - № 9. – с. 58-62
51. Мессер А.Г., Повалихин А.С., Райхерт С.Л., Рогачев О.К., Ильницкий Н.К., Козлов А.В., Глушич В.Г., Витрик В.Г. Бурение горизонтального ствола из эксплуатационной колонны на шельфе Черного моря // Нефтяное хозяйство. – М.: 1997. - № 2. – с. 9-11
52. Мнацаканов А.В., Оганов А.С., Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В., Нгуен Зао, Данг Куа, Кхуе Х.Н., Хой Ч.В., Лыонг В.Т., Тронов Ю.А. Бурение го-

ризонтальной скважины на месторождении Белый Тигр шельфа Вьетнама // «Нефтяное хозяйство». – М.: 1997. - № 2. с. 17-19

53. Молодило В.И. Особенности управления процессом бурения скважин с использованием винтовых забойных двигателей // Труды ВНИИБТ. - М.: 2008. - № 2 (70). – с. 218-225
54. Мочалов В.Ф., Безумов В.В., Архипов И.Г. Безориентировочный набор угла наклона скважины с помощью шарнирных турбинных отклонителей // Направленное бурение. – М.: труды ВНИИБТ, 1971. - вып. XXVI. - с. 17-21
55. Муллагалиев Р.Т., Шенбергер В.М. Некоторые вопросы совершенствования технологии проводки наклонных скважин в Западной Сибири // Вопросы бурения в заданном направлении. - М.: труды ВНИИБТ, 1971. - вып. 29. – с. 42-53
56. Научно-технический отчет производственного экспериментально-исследовательского отдела по бурению ВНИИБТ за 1980 год. - Сургут, 1981. – 239 с.
57. Научно-технический отчет по теме № 2 «Совершенствование техники и технологии бурения вертикальных и наклонных скважин в Восточных районах». – М.: ВНИИБТ, 1964-1965
58. Научно-технический отчет по теме № 2 «Разработка техники и технологии бурения наклонных кустовых скважин для Усть-Балыкского месторождения». - М.: ВНИИБТ, 1966. – 29 с.
59. Научно-технический отчет № 51 от 15.04.67 по теме «Совершенствование техники и технологии бурения наклонных кустовых скважин в условиях Усть-Балыкского месторождения». -М.:ВНИИБТ, 1967.–30 с.
60. Николаи Е.Л. Труды по механике. - М.: ГОТЕХИЗДАТ, 1955
61. Нескоромных В.В, Калинин А.Г. Направленное бурение. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 382 с.
62. Оганов А.С., Повалихин А.С., Беляев В.М., Ахметов А.А., Москвичев В.Н Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины // «Нефтяное хозяйство». – М.: 1993. - № 9. с. 6-9
63. Оганов А.С., Повалихин А.С., Рогачев О.К., Федорычев В.А., Лыонг В.Т., Ньяк Л.К., Забуривание нового ствола их эксплуатационной колонны скважины 74 МСП-6 на шельфе Вьетнама // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. - № 6÷7. – с. 6-8
64. Отчет по научно-исследовательской работе № 43/81 «Исследование и разработка новых методов и средств направленного бурения скважин». Ивано-Франковск: Ивано-Франковский институт нефти и газа, 1981. – 73 с.
65. Отчёт о научно-исследовательской работе «Разработка научно-обоснованных схем эксплуатации нефтяных месторождений с помощью систем многозабойных скважин. Разработка типовых профилей многозабойных скважин для различных горно-геологических и эксплуатационных условий». – М.: ВНИИнефть, 1993. – 110 с.
66. Пановко Я.Г., Губанова И.И. Устойчивость и колебания упругих систем. – М.: «Наука», 1967, с. 12-17
67. Плотников А.А., Курбанов Я.М. Анализ строительства боковых стволов в добывающих скважинах на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. - № 2. – с. 2-7.

68. Повалихин А.С. Способ строительства скважины для эксплуатации продуктивного пласта нефтяного или газового месторождения. Патент № 2245439 на изобретение (РФ), 2003. - кл. E21B 43/00, E21B 7/06.

69. Повалихин А.С. Управление проводкой наклонных и горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях бурения. Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. - М. – 2007. – 448 с.

70. Повалихин А.С. «Отклонитель» (программа для ЭВМ), свидетельство № 990305 (РФ). - 1999

71. Повалихин А.С., Оганов А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1994. - № 3. – с. 15-16

72. Повалихин А.С., Солодкий К.М. «Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)» (программа для ЭВМ), свидетельство № 990304 (РФ). - 1999

73. Повалихин А.С., Солодкий К.М. «Оптимальная компоновка низа бурильной колонны (КНБК)» (программа для ЭВМ), свидетельство № 990306 (РФ). - 1999

74. Повалихин А.С., Гаджиев С.Б., Виноградов Р.А., Нижерадзе В.В., Шатровский А.Г. Инженерные решения при проектировании горизонтальных скважин для эксплуатации сложнопосроенных залежей // Инженер-нефтяник. – М.: 2008. - № 2. – с. 9-11

75. Повалихин А.С., Козлов А.В., Мессер А.Г., Лопатин Ю.С. Бурение горизонтальных дренажных стволов для повышения эффективности эксплуатации месторождений нефти и газа // «Бурение» (приложение «Нефть и капитал»). – М.: - 2001. - № 2. с. 39-43

76. Повалихин А.С., Козловцева Л.Н. Вопросы охраны земных недр на месторождениях нефти и газа // Инженер-нефтяник. – М.: - 2008. - № 1. с. 11-12

77. Повалихин А.С., Рогачев О.К. Управление двигателем-отклонителем и телеметрическое сопровождение направленного бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - № 3. с. 6-9

78. Повалихин А.С., Солодкий К.М., Фёдоров А.Ф., Калинин А.Г., Коростелева Г.В. Оптимизация параметров КНБК в целях проводки ствола скважины с постоянной кривизной // Техника и технология бурения скважин (экспресс-информация отечественный опыт). – М.: ВНИИОЭНГ, 1988 - вып. 10. – с. 1-6

79. Повалихин А.С., Оганов А.С., Солодкий К.М. Оптимизация профиля наклонной скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - № 6-7. – с. 8-10

80. Повалихин А.С. Устойчивость стабилизирующих КНБК с оптимальными размерами на проектной траектории // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. - № 4-5. с. 23-29

81. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Солодкий К.М. Энергетические параметры турбобура для направленного бурения // Известия ВУЗ «Геология и разведка». – М.: 1997. - № 2 (март-апрель). – с. 130-134

82. Повалихин А.С., Оганов А.С., Солодкий К.М. Искривляющие оптимальные КНБК для горизонтального бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. -№ 1. – с. 17-22

83. Повалихин А.С. Бурение горизонтальных стволов малого диаметра // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. - № 11÷12. – с. 3-6

84. Повалихин А.С., Камский П.Э., Козлов А.В., Глушич В.Г. Вскрытие наклонно залегающих продуктивных пластов горизонтальным боковым стволом // Нефтегазовые технологии. – М.: - 2000. - № 1 (январь-февраль). – с. 27-29

85. Повалихин А.С., Райхерт С.Л., Козлов А.В., Махмудов Р.Р. Проектирование и оперативное управление бурением бокового ствола // «Бурение». – М.: ООО «Бурнефть», 2000. - № 9. – с. 35-36

86. Повалихин А.С., Барский И.Л., Козлов А.В., Глушич В.Г., Продольный изгиб бурильной колонны и выбор траектории бурения горизонтального ствола // Бурение. – М.: ООО «Бурнефть», 2001. - № 6. – с. 14-17

87. Повалихин А.С., Рогачев О.К. Применение телеметрических систем при бурении горизонтальных скважин // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2002. – октябрь. – с. 46-47

88. Повалихин А.С., Барский И.Л., Глушич В.Г., Гусман А.М. Устойчивость бурильной колонны при бурении горизонтальных скважин и оперативное управление траекторией ствола // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. - № 4. – с. 2-5

89. Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В. Инженерное обеспечение строительства высокотехнологичных скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – М.: - 2003. - № 2. – с. 22-25

90. Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В., Семенюк Д.М. Бурение куста горизонтальных скважин на газовом месторождении в Азовском море // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – М.: - 2004. - № 1. с. 2-5

91. Повалихин А.С., Рогачев О.К. Буровые навигационные комплексы // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – М.: - 2004. - № 1. с. 11-14

92. Повалихин А.С., Калинин А.Г. Система дренажных стволов как способ увеличения дебита скважины и нефтеотдачи пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - № 6. с. 2-7

93. Повалихин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - № 12. – с. 4-6

94. Повалихин А.С. Управление забойным двигателем-отклонителем // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – М.: - 2004. - № 2. – с. 4-7

95. Повалихин А.С., Шатровский А.Г. Некоторые вопросы проектирования автоматизированных систем направленного бурения // Инженер-нефтяник. – М.: 2009. - № 3. с. 26-28

96. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Костин Ю.С., Зырянов Ю.А. Отклонитель для бурения горизонтальных скважин роторным способом // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - № 11. – с. 2-7

97. Поташников В.Д., Лисов С.И., Сакович Э.С. Бурение горизонтальных скважин шарнирными компоновками по технологии Тобус // Обзорная информация серия «Экономика и управление нефтегазовой промышленности». - М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 48 с.

98. Правдухин В.М., Корытова Е.Н., Бармин А.А. Повышение эффективности разработки месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» бурением боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – М.: - 2001. - № 9. – с. 86-91

99. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ-08-624-03.-М.: 2003. – 305 с.

100. Пражский Е.О. О некоторых нерегулярностях работы бурового снаряда // Геологическая разведка. - 1959. - № 11, 12

101. Прохоренко В.В. Выбор угла наклона лопастей опорно-центрирующих элементов КНБК с целью обеспечения их эффективной работы при бурении скважин // Труды ВНИИБТ. – М.: - 2006. - № 1 (69). – с. 346-352

102. Пырвулеску Н. Применение утяжелённых бурильных труб для бурения скважин. - М.: ВИНИТИ, 1967. – 35 с.

103. Разработка нефтегазовых месторождений разобщено-разветвлён-ными скважинами (по материалам доклада Д.Е.Столярова) // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2008. - № 4. – с. 33-35

104. Ревенко В.М., Попов В.А., Бастриков С.Н. Проблемы разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – М.: - 2005. - № 9. – с. 106-112

105. Ризванов Н.М., Гайнуллин К.Х., Юмашев Р.Х., Кагарманов Н.Ф., Тимашев Э.М., Самигуллин В.Х. Бурение и эксплуатация горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – М.: - 1996. – с. 12-16

106. Рогачёв О.К., Беляев В.М., Оганов А.С., Повалихин А.С., Ахметов А.А., Москвичев В.Н. Технические средства для проводки дополнительного горизонтального ствола скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - № 3. – с. 6-9

107. Рогачёв О.К. «Исследование и совершенствование забойных средств контроля и управления искривлением скважин». Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИБТ, 1976. – 151 с.

108. Рогачёв О.К. Современные решения в области проводных телеметрических систем // Труды ВНИИБТ. – М.: - 2006. - № 1 (69). – с. 287-298

109. Самигулин В.Х, Низамов Д.И., Хамитов И.М., Шайнуров Р.С., Бикмухаметова Г.И., Гилязов Р.М. Комплекс инструмента «КГБ» для зарезки бокового ствола за один рейс // Нефтяное хозяйство. – М.: - 2005. - № 1. - с. 72-73

110. Самоходов Ю.И. О влиянии радиального люфта вала турбобура на стабилизацию зенитного угла скважины //Межвузовский тематический сборник № 2 «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1975. – с. 196-201

111. Семак Г.Г. Исследование формы ствола и пространственного профиля скважины и разработка рекомендаций по их улучшению. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИБТ, 1977

112. Сесюнин Н.А. Пространственный изгиб КНБК с центраторами и отклонение скважины по азимуту // Известия ВУЗ (серия «Нефть и газ»). - М.: - 1986

113. Солодкий К.М. Исследование работы жестких компоновок для предупреждения искривления скважин с учетом взаимодействия с вышерасположенной бурильной колонной. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИБТ, 1975. – 170 с.

114. Солодкий К.М., Федоров А.Ф., Повалихин А.С., Оганов А.С., Семак Г.Г. Пути совершенствования профиля добывающих скважин. – М.: Обзорная информация ВНИИОЭНГ, 1989. - Серия «Бурение». - Выпуск 10. – 65 с.

115. Солодкий К.М., Фёдоров А.Ф., Повалихин А.С., Калинин А.Г., Шагалов В.Л. Принцип выбора стабилизирующих компоновок с заданными оптимальными размерами // Нефтяное хозяйство. – М.: - 1984. - № 9. – с. 21-23.

116. Сорокин А.Н. Разработка и совершенствование центраторов забойных двигателей. Автореферат на соискание учёной степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИБТ, 1990. – 25 с.

117. Тимошенко С.П., Лессельс Дж. Прикладная теория упругости. – Ленинград: «Гостехиздат», 1930. – 392 с.

118. Тимошенко С.П. Устойчивость упругих систем (издание 2-е). – М.: ГОСТЕХИЗДАТ, 1955

119. Управляемая система роторного бурения Geo-Pilot® компании Sperri-Sun. Бурение ствола скважины при вращении бурильной колонны // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – М.: - 2003. - № 1

120. Шатровский А.Г. К вопросу классификации скважин с большим смещением забоя и субгоризонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. - № 6. – с. 12-14

121. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Юсупов И.Г. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтяное хозяйство. – М.: - 2003. - № 8. – с. 46-48

122. Фёдоров А.Ф., Солодкий К.М., Повалихин А.С., Калинин А.Г. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин // Нефтяное хозяйство. – М.: - 1982. - № 11. – с. 11-13

123. Феодосьев В.И. Десять лекций-бесед по сопротивлению материалов. – М.: «Наука», 1975. - 173 с.

124. Янтурин А.Ш. Передовые методы эксплуатации и механика бурильной колонны. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1988. –167 с.

125. Янтурин А.Ш., Красильников А.А., Стрелков В.И. О механизме локального искривления ствола скважины // Нефтяное хозяйство. – М.: - 1992. - № 4

126. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. - М.: Недра, 1982

127. Baker Oil Tools на Черноморском шельфе» // Нефтегазовая вертикаль. – Самара, 2005. - № 16. – с. 74-76

128. Barskii I.L., Gusman A.M., Povalikhin A.S. Development of a Method for Drilling of Straight Sections of Various Type Wellbores // Proceedings of ETCE / OMAE 2000 joint conference "Energy for the New Millennium". New Orlean, Louisiana, February 14 – 17, 2000, pp. 1 – 8

129. Dellinger T., Gravley W., Tolle G. Directional technology will extend drilling reach.- O.G.J., 1980, 5.

130. Guntis Moritis «TAMPL refocuses on educating industry on multilaterals», Oil & Gas Journal / Feb. 10, 2003

131. Callas N.P., Callas R.L. "Boundary value problem is solved", The Oil and Gas j., 1980, v. 78, № 50, p. 63-65

132. Cheatham J.B. and Pattilio P.D. Helical Postbuckling Configuration of a Weighless Column under the Action of an Axial Load. SPEJ, Aug. 1984

133. Cheni Y.C., Cheatham J.B. Wall Contact Forces on Helically Buckled Tubulars in Inclined Wells. Transactions of the ASME, v. 112, June 1990

134. Cheni Y.C., Yu-Che, Lin, Yu-Hsu, and Cheatham J.B. Tubing and Casing Buckling in Horisontal Wells. JPT, F. 1990

135. Lubinski A. Study of the buckling of rotary drilling strings. Drilling and Production Practice, 1950

136. Lubinski A., Althouse W., Logan I., Helical buckling of tubing sealed in packers. Drilling and production practice. 1957, p. 32-38

137. Lubinski A., Woods G. Factors affecting the angle of inclination and dog-legging in rotary bore hole. Drilling and production practice, 1953, p. 65-74

138. Martinez A. et al. Experimental Evaluation of lateral contact force in horizontal wells. Proceeding of ETCE/OMAE 2000

139. Paslay P.R. and Bogy D.B. The Stability of a Circular Rod Laterally Constrained to be in Contact with an Inclined Circular Cylinder. J. Appl. Mechanics. 3, 1964

140. T.Ali, A. Srinivasan, S. Edwards, J. McKay, M. Hernandez, M. Reeves Оптимизация параметров бурения // Нефтегазовые технологии. – 2009. - № 2 (февраль). – с. 9-12.



Повалихин Александр Степанович
Доктор технических наук, академик РАЕН, лауреат премии имени академика И.М. Губкина, Почётный нефтяник, Почётный работник топливно-энергетического комплекса, главный редактор журнала «Инженер-нефтяник», специалист в области строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин.



Анатолий Георгиевич Калинин
Заслуженный деятель науки и техники РФ, доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, изобретатель СССР, почетный нефтяник России, руководитель Научного центра РАЕН по наклонному и горизонтальному бурению, специалист в области технологии бурения и бурения направленных скважин на нефть и газ.



Бастриков Сергей Николаевич
Доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, Заслуженный работник Минтопэнерго России, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности». Специалист в области направленного бурения скважин на нефть и газ. Руководитель и разработчик проектов строительства кустовых наклонно направленных скважин на месторождениях Западной Сибири.



Солодкий Константин Матвеевич
Кандидат технических наук, специалист в области направленного бурения вертикальных, наклонных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин.

Интересующие Вас книги издательства «ЦентрЛитНефтегаз» можно заказать по

e-mail book7@mail.ru
Интернет-магазин www.centrlit.ru
Телефону/факсу **(495) 645-34-77, 772-01-80**

Книги также можно приобрести в магазинах г. Москвы:

1. **Библио-Глобус по адресу**: ул. Мясницкая, д. 6/3 (м. Лубянка)
2. **Московский дом книги по адресам**:
   ул. Новый Арбат, д.6/3
   Ленинский пр-т, д. 40

Монография

А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий

БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина

Главный редактор к.э.н. *Кенесов М.С.*
Редактор *Семенова Д.В.*
Художник *Дмитриева Н.Л.*
Компьютерное обеспечение *Соловьев В.В.*

Сдано в набор 20.04.2011 г. Подписано к печати 22.04.2011 г.
Формат бумаги 70×100/16. Печать офсетная. Объем 41 печ.л.
Тираж 1000 экз. Заказ № 637

Издательство «ЦентрЛитНефтеГаз»
117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
Тел. +7 (495) 772 01 80
Тел./факс +7(495) 645 34 77

E-mail: book7@mail.ru
Web-сайт: www.centrlit.ru

Отпечатано в ОАО «Типография «Новости»
105005, г.Москва, ул. Фр. Энгельса, 46