

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
1. Общие сведения о бурении скважин.....	5
1.1. Назначение, цели и задачи бурения скважин.....	5
1.2. Технология строительства скважин.....	9
1.3. Основные способы бурения.....	12
1.4. Виды бурения.....	19
2. Литомеханика в бурении.....	40
2.1. Общие положения.....	40
2.2. Механические и абразивные свойства горных пород.....	44
2.3. Влияние всестороннего давления, температуры и водонасыщения на некоторые свойства горных пород.....	63
2.4. Основные закономерности разрушения горных пород.....	67
2.5. Роль гидродинамики на забое скважины в процессе разрушения горных пород.....	71
2.6. Механика магистральных трещин.....	81
2.7. Влияние показателей свойств буровых растворов и их типов на эффективность разрушения породы на забое скважины.....	85
2.8. Влияние режима промывки на скорость бурения.....	95
2.9. Энергетика процессов разрушения горных пород.....	102
3. Гидромеханика в бурении.....	106
3.1. Гидромеханические свойства и модели жидкостей.....	106
3.2. Гидростатика и элементы динамики жидкостей.....	110
3.3. Методы определения основных реологических характеристик буровых растворов.....	131
3.4. Гидродинамика при спускоподъемных операциях.....	148
3.5. Местные гидравлические сопротивления.....	154
3.6. Элементы гидромеханики газожидкостных систем.....	162
4. Буровые долота.....	169
4.1. Шарошечные долота.....	170
4.2. Лопастные долота.....	183
4.3. Фрезерные долота.....	190
4.4. Долота ИСМ.....	191
4.5. Алмазные долота.....	198
4.6. Шарошечные бурильные головки.....	202
4.7. Лопастные, фрезерные и твердосплавные бурильные головки.....	208
4.8. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ.....	210
4.9. Керноприемный инструмент.....	211
4.10. Расширители.....	215
4.11. Калибрующе-центрирующий инструмент.....	216
4.12. Подход к выбору шарошечных долот для конкретных условий бурения.....	219

5. Бурильная колонна	224
5.1. Трубы бурильные ведущие	225
5.2. Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним.....	234
5.3. Замки для бурильных труб с высаженными концами.....	247
5.4. Трубы бурильные с приваренными замками.....	250
5.5. Легкосплавные бурильные трубы	254
5.6. Утяжеленные бурильные трубы.....	261
5.7. Переводники для бурильных колонн	267
5.8. Резиновые кольца для бурильных труб.....	271
5.9. Обратные клапаны для бурильных труб	272
5.10. Опорно-центрирующие элементы	275
6. Деформации и напряжения в бурильных колоннах	279
6.1. Физическая модель бурильной колонны.....	279
6.2. Устойчивость бурильной колонны.....	283
6.3. Напряжения и нагрузки.....	315
6.4. Общие принципы и методика расчета бурильных колонн	324
6.5. Эксплуатация бурильных труб.....	332
7. Выбор способа бурения. Забойные двигатели и специфика технологии различных способов бурения	355
7.1. Выбор способа бурения.....	356
7.2. Забойные двигатели	359
7.2.1. Турбобуры. Турбинное бурение	360
7.2.2. Винтобуры. Бурение винтовыми забойными двигателями.....	395
7.2.3. Турбовинтовые гидравлические двигатели.....	417
7.2.4. Электробуры. Электробурение	418
7.3. Роторное бурение	424
8. Механическое углубление. Режимы бурения	429
8.1. Вводные понятия.....	429
8.2. Влияние различных факторов на процесс бурения	431
8.3. Влияние дифференциального и угнетающего давлений на разрушение горных пород.....	437
8.4. Рациональная отработка долот.....	462
8.5. Проектирование режимов бурения.....	469
8.6. Ограничения на показатели свойств буровых растворов.....	481
8.7. Очистка бурящейся скважины от шлама	488
9. Обобщенная модель буримости горных пород	499
9.1. Модели механического бурения.....	499
9.2. Составление и реализация гидравлических программ при проектировании и бурении скважин.....	518
9.3. Оптимизация режимов турбинного бурения.....	539
10. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин	550
10.1. Цели и задачи направленного бурения скважин	550
10.2. Основы проектирования направленных скважин.....	554
10.2.1. Выбор конфигурации (трассы, траектории) направленной скважины	555
10.2.2. Обоснование проекций ствола направленной скважины.....	560
10.2.3. Выбор элементов конструкции направленной скважины.....	563
10.2.4. Особенности профилей горизонтальных скважин.....	564
10.2.5. Проектирование траектории направленных скважин	566
10.2.6. Расчет нагрузки, возникающей на крюке при подъеме бурильного инструмента из скважины	573

10.3. Факторы, определяющие траекторию забоя скважины.....	574
10.4. Забойные компоновки для бурения направленных скважин.....	584
10.4.1. Инструмент для набора кривизны ствола скважин.....	584
10.4.2. Расчет забойных компоновок.....	587
10.4.3. Выбор жестких компоновок нижней части бурильной колонны для стабилизации угла направленной скважины.....	594
10.5. Методы и устройства контроля траектории направленных скважин.....	595
10.6. Изменение курса ствола скважины.....	622
10.6.1. Отклоняющий инструмент.....	623
10.6.2. Ориентирование отклонителей.....	632
10.7. Особенности бурения и навигации горизонтальных скважин.....	654
Приложение.....	673
Список литературы.....	676

*Посвящается светлой памяти
профессора Василия Сергеевича
Федорова*

ПРЕДИСЛОВИЕ

Одной из важнейших специальных дисциплин, формирующих профиль горного инженера по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин", является "Технология бурения нефтяных и газовых скважин".

В процессе изучения этой дисциплины студенты должны получить теоретические знания об основах технологических операций, составляющих процесс сооружения скважины; о зависимостях между параметрами операций и характеристиками их эффективности, об их оптимизации; о методах проектирования конструкций скважин и режимах работы бурового инструмента; о прогрессивных методах управления траекторией ствола и средствах навигации для этих целей.

Студенты также должны приобрести практические навыки по составлению гидромеханической программы углубления ствола скважины, по расчету бурильных колонн и выбору компоновок, в том числе для бурения наклонно направленных и горизонтальных стволов, по решению разнообразных технологических задач.

Изучению дисциплины "Технология бурения нефтяных и газовых скважин" предшествуют дисциплины общинженерного характера: физика, химия, теоретическая и прикладная механика, математика, термодинамика, а также специальные дисциплины (геология и геофизика, основы нефтяного и газового дела).

Основные положения, понятия и определения в области бурения скважин студенты познают в курсах геология и основы нефтяного и газового дела: породы и их классификация, геологические разрезы и геологические карты, структурные и тектонические элементы, литология и стратиграфия, геофизические методы исследования скважин, конструкция скважины и методы ее сооружения, породоразрушающий инструмент и методы проходки ствола, методы и технические средства крепления скважин и др.

Параллельно с дисциплиной "Технология бурения нефтяных и газовых скважин" или сразу вслед за ней студенты изучают как отдельные дисциплины "Буровые промывочные и тампонажные растворы", "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин", "Заканчивание скважин", "Монтаж и эксплуатация бурового оборудования", которые в большинстве своем в прошлые го-

ды зачастую входили разделами в дисциплину "Бурение нефтяных и газовых скважин".

В связи с этим появилась возможность в предлагаемом учебнике "Технология бурения нефтяных и газовых скважин" сосредоточить внимание на нормальных неосложненных современных буровых процессах и существенно расширить материал по режимам бурения, объемным забойным двигателям, гидравлической программе промывки скважин, научному комплексному подходу к выбору режимных параметров проходки ствола. Особое внимание уделено слабо освещенному в предшествующей учебной литературе разделу по наклонно направленному и горизонтальному бурению, особенно в части приборов и систем навигации. В то же время отпала необходимость в освещении: буровых промывочных и тампонажных растворов с позиций их физико-химической сущности, компонентного состава, показателей качества; осложнений и аварий, возникающих в процессе бурения скважин; крепления скважин обсадными колоннами и тампонажными материалами; испытания пластов в процессе бурения и освоение продуктивных горизонтов.

Необходимость составления нового учебника по технологии бурения нефтяных и газовых скважин также продиктована несколькими причинами: во-первых, появлением Образовательного стандарта РФ и соответствующей ему примерной программы дисциплины "Технология бурения нефтяных и газовых скважин"; во-вторых, публикацией целого ряда новых материалов по технологии бурения в учебной и справочной литературе, в монографиях, которые не отражены в предшествующих учебниках.

В составлении настоящего учебника, кроме авторов, также участвовал ряд ведущих специалистов в определенных областях бурения скважин, или ими была представлена исходная информация для конкретных разделов. Так, например, в написании материала по объемным забойным двигателям участвовал Д.Ф. Балденко, раздела по гидромеханике и обобщенной модели буримости — Г.Г. Габузов, раздела по бурению наклонно направленных и горизонтальных скважин — Е.Ю. Проселков.

В написании некоторых других разделов максимально использованы фундаментальные обобщающие работы последних лет: Ю.Р. Иоанесяна и других по турбобурам, А.Е. Сарояна и других по бурильным трубам и колоннам, А.Г. Калинина и других по бурению наклонных и горизонтальных скважин и т.п.

Соблюдена преемственность в учебной литературе. Так, использованы не потерявшие актуальности материалы из учебников по "Бурению нефтяных и газовых скважин" Н.И. Шацова, В.С. Федорова, Ф.И. Шищенко; Н.Г. Середы, Е.М. Соловьева; Ю.Б. Вадецкого; А.Г. Калинина, А.З. Левицкого, Б.А. Никитина и др.

Настоящий учебник составлен в полном соответствии с Государственным образовательным стандартом РФ (раздел СД-05) и примерной программой дисциплины "Технология бурения нефтяных и газовых скважин" (индекс 090800) СД 05, утвержденной 29 ноября 1995 г. УМО НГО.

Курс "Бурение нефтяных и газовых скважин" предшествует изучению дисциплин "Буровые промывочные и тампонажные растворы", "Осложнения и аварии при бурении скважин", "Закачивание скважин", "Монтаж и эксплуатация бурового оборудования" и непосредственно с ними связан.

1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН

Современное бурение охватывает широкий круг вопросов, всесторонне осветить которые по принципу последовательного рассмотрения каждого технологического процесса и операции, основ проектирования и принципов реализации их на производстве сложно. Следует остановиться на основных способах бурения.

1.1. НАЗНАЧЕНИЕ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Бурение скважин — это процесс сооружения направленной горной выработки большой длины и малого (по сравнению с длиной) диаметра. Начало скважины на поверхности земли называют устьем, дно — забоем. Этот процесс — бурение — распространен в различных отраслях народного хозяйства.

Цели и задачи бурения

Нефть и газ добывают, пользуясь скважинами, основными процессами строительства которых являются бурение и крепление. Необходимо осуществлять качественное строительство скважин во все возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки, а также при уменьшении трудо- и энергоемкости и капитальных затрат.

Бурение скважин — единственный метод результативной разработки, приращения добычи и запасов нефти и газа.

Цикл сооружения нефтяных и газовых скважин до сдачи их в эксплуатацию состоит из следующих последовательных звеньев:

строительство наземных сооружений;
проходка ствола скважины, осуществление которой возможно только при выполнении параллельно протекающих работ двух видов — углубление забоя посредством локального разрушения горной породы и очистка ствола от разрушенной (выбуренной) породы;
разобщение пластов, состоящее из последовательных работ двух видов — закрепление стенок ствола обсадными трубами, соединенными в обсадную колонну, и герметизация (цементирование, тампонирование) заколонного пространства;
освоение скважины как эксплуатационного объекта.

Классификация скважин

Скважины можно классифицировать по назначению, профилю ствола и фильтра, степени совершенства и конструкции фильтра, количеству обсадных колонн, расположению на поверхности земли и т.д.

По назначению различают скважины: опорные, параметрические, структурно-поисковые, разведочные, нефтяные, газовые, геотермальные, артезианские, нагнетательные, наблюдательные, специальные.

По профилю ствола и фильтра скважины бывают: вертикальные, наклонные, направленно-ориентированные, горизонтальные.

По степени совершенства выделяют скважины: сверхсовершенные, совершенные, несовершенные по степени вскрытия продуктивных пластов, несовершенные по характеру вскрытия продуктивных пластов.

По конструкции фильтра скважины классифицируют на: незакрепленные, закрепленные эксплуатационной колонной, закрепленные вставным щелевым или сетчатым фильтром, закрепленные гравийно-песчаным фильтром.

По количеству находящихся в скважине колонн выделяют скважины: одноколонные (только эксплуатационная колонна), многоколонные (двух-, трех-, *n*-колонные).

По расположению на поверхности земли скважины различают: расположенные на суше, шельфовые, морские.

Назначение структурно-поисковых скважин — установление (уточнение) тектоники, стратиграфии, литологии разреза пород, оценка возможных продуктивных горизонтов.

Разведочные скважины служат для выявления продуктивных пластов, а также для оконтуривания разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений.

Добывающие (эксплуатационные) предназначены для добычи нефти и газа из земных недр. К этой категории относятся также нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины.

Нагнетательные необходимы для закачки в пласт воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны. Эти меры направлены на удлинение периода фонтанного способа добычи нефти или повышение эффективности добычи.

Назначение оценочных скважин — определение начальной водонефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности пласта и проведение иных исследований.

Контрольные и наблюдательные скважины служат для наблюдения за объектом разработки, исследования характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефтенасыщенности пласта.

Опорные скважины бурят для изучения геологического строения крупных регионов с целью установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа.

Охрана природы

Производственная деятельность буровых предприятий неизбежно связана с техногенным воздействием на объекты природной среды. В силу специфических особенностей ведения горных работ процессы сооружения скважин оказывают отрицательное влияние на биосферу. Техногенез при бурении скважин носит химико-токсический и физико-механический характер и проявляется в нарушении естественного экологического равновесия экосистем, снижении ценности гидросферы, падении ресурсо- и биогенетического потенциала биосферы и деградации отдельных компонентов природной среды. Для предупреждения загрязнения окружающей среды в процессе строительства скважин должен разрабатываться комплекс природоохранных мероприятий.

Охрана окружающей среды при строительстве скважин включает:

- защиту недр от загрязнения и рациональное использование природных минеральных ресурсов;

- защиту земной поверхности и воздушного бассейна от негативного влияния техногенных факторов при бурении и разработке нефтегазовых месторождений.

Охрана недр — это совокупность мероприятий по наиболее полному извлечению полезного ископаемого или максимально возможному сокращению его потерь, наиболее рациональному использованию минеральных ресурсов, исключающих неоправданные потери минерального сырья и топлива, а также отрицательные воздействия на природу.

Охрана земной поверхности и воздушного бассейна — это совокупность правовых, организационных, экономических и инженерных мероприятий по исключению загрязнения объектов гидро-, лито- и атмосферы материалами, химреагентами, технологическими жидкостями, используемыми при ведении буровых работ, образующимися отходами, а также физико-механического воздействия на компоненты природной среды, приводящего к нарушению нормального функционирования экосистем.

Сохранение окружающей среды в нефтегазодобывающей промышленности на экологически безопасном (нормативном) уровне имеет свои особенности, которые необходимо учитывать при строительстве скважин, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. К основным из них относятся следующие:

- предупреждение разрушения покрова земли и растительности при строительстве скважин;

- предупреждение проникновения бурового раствора (или его фильтрата) в поры и трещины пластов с полезными ископаемыми. Особенно опасны гидроразрывы пластов с последующим поглощением бурового раствора;

- предупреждение открытых нерегулируемых газонефтеводопроявлений с целью сбережения полезных ископаемых и охраны окружающей среды;

- надежное, долговечное крепление буровых скважин с совершенным разобщением пластов и предупреждением поглощения тампонажного раствора или его фильтрата на глубину, большую, чем предусмотрено технологическими соображениями;

- предупреждение движения флюидов между пластами по любым причинам;

- надежное тампонирующее скважин, оказавшихся "сухими", истощившимися или аварийными, с целью предупреждения движения флюидов из пласта в пласт;

- выполнение мероприятий, использование устройств и технологических процессов, предусматривающих разобщение всех пластов, а не их части в разрезе или герметизации толь-

ко устья с целью предупреждения продвижения флюидов к дневной поверхности;

закачка значительных объемов различных растворов и материалов в пласты при бурении в условиях поглощений;

воздействие на пласты различными методами (тепловыми, химическими, силовыми и др.) с целью увеличения и ускорения поступления флюидов к скважине;

форсированные отборы флюидов из пластов;

закачка больших объемов воды в пласты для восстановления или поддержания пластовых давлений;

наличие значительного количества скважин даже в пределах одного и того же месторождения, что затрудняет контроль за всеми объектами;

сжигание попутного газа;

транспортировка нефти и газа в танкерах морем. Утечки при этом нефти и газа, а также при бурении, добыче и авариях способствуют загрязнению окружающей среды.

Перечисленные и многие другие причины обязывают работников нефтегазовых предприятий принимать все установленные меры и предъявлять узаконенные требования в целях предупреждения нарушения охраны недр и загрязнения окружающей среды.

1.2. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Современный процесс бурения скважины — это сложный технико-технологический процесс, состоящий из цепи звеньев, выход из строя одного из которых может привести к осложнениям, авариям или даже к гибели скважины. Безотносительно к способу разрушения горных пород процесс бурения скважины включает ряд операций:

спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину;

разрушение породы на забое;

вынос разрушенной породы из скважины;

подъем бурильных труб из скважины для замены изношенного долота;

крепление скважины обсадными колоннами и тампонирующим материалом.

Применяются другие операции технологического и геофизического характера, которые непосредственно не участвуют в проходке ствола скважины.

Технологические способы проходки ствола скважины можно классифицировать по принципу бурения, способу привода породоразрушающего инструмента, виду углубления забоя, ориентации породоразрушающего инструмента, давлению на забое, количеству проходимых из одного устья стволов.

По принципу бурения различают способы: вращательные, ударные, вибрационные, гидродинамические, термические, электрофизические, взрывные, химические, комбинированные.

По приводу породоразрушающего инструмента способы делят на: роторные, погружными (забойными) двигателями, гравитационные (ударные), комбинированные.

По виду углубления забоя выделяют способы: сплошным, кольцевым и ступенчатым забоем.

По ориентации породоразрушающего инструмента различают: вертикальную, горизонтальную и ориентированную по странам света проходку.

По забойному давлению выделяют способы: с репрессией и с депрессией на пласты, а также сбалансированные.

По количеству проходимых стволов без перемещения буровой установки различают: индивидуальное, двухствольное, кустовое и многозабойное бурение.

Перечень технологических операций, обеспечивающих сооружение скважины, включает:

- разрушение горных пород на забое;
- очистку скважины от шлама;
- регулирование внутрискважинного давления;
- регулирование физико-химического взаимодействия скважины с окружающими горными породами;
- изоляция друг от друга технологически несовместимых и осложненных интервалов ствола;
- вскрытие продуктивных горизонтов;
- замену изношенного породоразрушающего инструмента, подземного оборудования и устройств;
- крепление ствола скважины;
- создание фильтра в продуктивной части ствола скважины;
- вызов притока флюида из пласта на дневную поверхность;
- освоение скважины.

В состав полного цикла сооружения скважины входят следующие работы:

- монтаж буровой установки;
- подготовка;
- поинтервальное углубление ствола;

поинтервальное крепление ствола и разобщение пластов;
 вскрытие продуктивных горизонтов;
 глубинное исследование;
 спуск и цементирование эксплуатационной колонны;
 сооружение фильтра в продуктивной части скважины;
 испытание скважины на приток пластового или приемистость нагнетаемого флюида;
 демонтаж буровой установки.

В табл. 1.1 приведены некоторые термины, относящиеся к различным методам бурения, и определения для этих терминов.

Таблица 1.1

Термин для методов бурения	Определение
Вращательный	Механическое бурение, при котором разрушающее усилие создается непрерывным вращением породоразрушающего инструмента с приложением осевой нагрузки
Роторный	Вращательное бурение, при котором буровой снаряд вращается станком с вращателем роторного типа
Турбинный	Вращательное бурение, при котором породоразрушающий инструмент вращается турбобуром
Объемный	Вращательное бурение, при котором породоразрушающий инструмент вращается винтовым (объемным) двигателем
Электробуром	Вращательное бурение, при котором породоразрушающий инструмент вращается электробуром
Алмазный	Вращательное бурение, при котором горная порода разрушается породоразрушающим инструментом, армированным алмазами
Твердосплавный	Вращательное бурение, при котором горная порода разрушается породоразрушающим инструментом, армированным твердыми сплавами
Дробовой	Вращательное бурение, при котором горная порода разрушается дробью
Ударный	Механическое бурение, при котором разрушающее усилие создается воздействием ударов породоразрушающего инструмента
Ударно-канатный	Ударное бурение, при котором возвратно-поступательное движение, создаваемое станком, передается породоразрушающему инструменту канатом
Ударно-штанговый	Ударное бурение, при котором возвратно-поступательное движение, создаваемое станком, передается породоразрушающему инструменту бурильными трубами
Ударно-вращательный	Механическое бурение, при котором разрушающее усилие создается в результате совместного воздействия ударов и вращения породоразрушающего инструмента

Продолжение табл. 1.1

Термин для методов бурения	Определение
Гидроударный	Ударно-вращательное бурение, при котором удары сообщаются породоразрушающему инструменту гидроударником
Вибрационный	Механическое бурение, при котором внедрение бурового снаряда осуществляется вибробуром
Гидродинамический	Бурение, при котором горная порода разрушается высоконапорной струей жидкости
Термический	Бурение, при котором горная порода разрушается тепловым воздействием
Электрофизический	Бурение, при котором разрушается горная порода под воздействием сил, возникающих в результате электрического разряда
Взрывоударный	Бурение, при котором горная порода разрушается под воздействием сил, возникающих в результате взрыва
Химический	Бурение, при котором горная порода разрушается под воздействием реагентов, вступающих с ней в химическую реакцию
С промывкой	Бурение, при котором продукты разрушения горных пород удаляются потоком промывочной жидкости
С продувкой	Бурение, при котором продукты разрушения горных пород удаляются потоком газа

1.3. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ

Распространенные способы вращательного бурения — роторное, турбинное и бурение электробуром — предполагают вращение разрушающего породу рабочего инструмента — долота. Разрушенная порода удаляется из скважины закачиваемым в колонну труб и выходящим через заколонное пространство буровым раствором, пеной или газом.

Роторное бурение

При роторном бурении долото вращается вместе со всей колонной бурильных труб; вращение передается через рабочую трубу от ротора, соединенного с силовой установкой системой трансмиссий. Нагрузка на долото создается частью веса бурильных труб.

При роторном бурении максимальный крутящий момент колонны зависит от сопротивления породы вращению долота, сопротивлений трения колонны и вращающейся жидкости о стенку скважины, а также от инерционного эффекта упругих крутильных колебаний.

В мировой буровой практике наиболее распространен роторный способ: почти 100 % объема буровых работ в США и Канаде выполняется этим способом. В последние годы наметилась тенденция увеличения объемов роторного бурения и в России, даже в восточных районах. Основные преимущества роторного бурения перед турбинным — независимость регулирования параметров режима бурения, возможность срабатывания больших перепадов давления на долоте, значительное увеличение проходки за рейс долота в связи с меньшими частотами его вращения и др.

Турбинное бурение

При турбинном бурении долото соединяется с валом турбины турбобура, которая приводится во вращение движением жидкости под давлением через систему роторов и статоров. Нагрузка создается частью веса бурильных труб.

Наибольший крутящий момент обусловлен сопротивлением породы вращению долота. Максимальный крутящий момент, определяемый расчетом турбины (значением ее тормозного момента), не зависит от глубины скважины, частоты вращения долота, осевой нагрузки на него и механических свойств разбуриваемых пород. Коэффициент передачи мощности от источника энергии к разрушающему инструменту в турбинном бурении выше, чем в роторном.

Однако при турбинном бурении невозможно независимое регулирование параметров режима бурения, и при этом велики затраты энергии на 1 м проходки, расходы на амортизацию турбобуров и содержание цехов по их ремонту.

Турбинный способ бурения получил широкое распространение в России благодаря работам ВНИИБТ.

Бурение винтовыми (объемными) двигателями

Рабочие органы двигателей созданы на основе многозаходного винтового механизма, что позволяет получить необходимую частоту вращения при повышенном по сравнению с турбобурами вращающем моменте.

Забойный двигатель состоит из двух секций — двигательной и шпиндельной.

Рабочими органами двигательной секции являются статор и ротор, представляющие собой винтовой механизм. В эту секцию входит также двухшарнирное соединение. Статор

при помощи переводника соединяется с колонной бурильных труб. Вращающий момент посредством двухшарнирного соединения передается с ротора на выходной вал шпинделя.

Шпиндельная секция предназначена для передачи осевой нагрузки на забой, восприятия гидравлической нагрузки, действующей на ротор двигателя, и уплотнения нижней части вала, что способствует созданию перепада давления.

В винтовых двигателях вращающий момент зависит от перепада давления в двигателе. По мере нагружения вала развиваемый двигателем вращающий момент растет, увеличивается и перепад давления в двигателе. Рабочая характеристика винтового двигателя с требованиями эффективной отработки долот позволяет получить двигатель с частотой вращения выходного вала в пределах 80–120 об/мин с увеличенным вращающим моментом. Указанная особенность винтовых (объемных) двигателей делает их перспективными для внедрения в практику буровых работ.

Бурение электробуром

При использовании электробуров вращение долота осуществляется электрическим (трехфазным) двигателем переменного тока. Энергия к нему подается с поверхности по кабелю, расположенному внутри колонны бурильных труб. Буровой раствор циркулирует так же, как и при роторном способе бурения. Кабель внутрь колонны труб вводится через токоприемник, расположенный над вертлюгом. Электробур присоединяют к нижнему концу бурильной колонны, а долото крепят к валу электробура. Преимущество электрического двигателя перед гидравлическим состоит в том, что у электробура частота вращения, момент и другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины, и в возможности контроля процесса работы двигателя с поверхности. К недостаткам относятся сложность подвода энергии к электродвигателю особенно при повышенном давлении и необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Перспективные направления в развитии способов бурения в мировой практике

В отечественной и зарубежной практике ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские

работы в области создания новых методов бурения, технологий, техники.

К ним относятся углубление в горных породах с использованием взрывов, разрушение пород при помощи ультразвука, эрозионное, с помощью лазера, вибрации и др.

Некоторые из названных методов получили развитие и применяются, хотя и в незначительном объеме, зачастую на стадии эксперимента.

Гидромеханический метод разрушения горных пород при углублении скважин все чаще используется в экспериментальных и полевых условиях. С.С. Шавловским проведена классификация водяных струй, которые могут применяться при бурении скважин. Основа классификации — развиваемое давление, рабочая длина струй и степень их воздействия на породы различного состава, цементированности и прочности в зависимости от диаметра насадки, начального давления струи и расхода воды. Применение водяных струй позволяет в сравнении с механическими способами повысить технико-экономические показатели проходки скважины.

На VII Международном симпозиуме (Канада, 1984) были представлены результаты работ по использованию водяных струй в бурении. Его возможности связываются с непрерывной, пульсирующей или прерывистой подачей флюида, наличием или отсутствием абразивного материала и технико-технологическими особенностями способа.

Эрозионное бурение обеспечивает скорости углубления в 4–20 раз больше, чем при роторном бурении (в аналогичных условиях). Это объясняется, в первую очередь, значительным увеличением мощности, подводимой к забой по сравнению с другими методами.

Сущность его состоит в том, что к долоту специальной конструкции вместе с буровым раствором подается абразивный материал — стальная дробь. Размер гранул — 0,42–0,48 мм, концентрация в растворе — 6 %. Через насадки долота с большой скоростью на забой подается этот раствор с дробью и забой разрушается. В бурильной колонне последовательно устанавливают два фильтра, предназначенные для отсева и удержания частиц, размер которых не позволяет им пройти через насадки долота.

Один фильтр — над долотом, второй — под ведущей трубой, где можно осуществлять очистку. Химическая обработка бурового раствора с дробью сложнее, чем обработка обычного раствора, особенно при повышенных температурах.

Особенность в том, что необходимо удерживать дробь в растворе во взвешенном состоянии и затем генерировать этот абразивный материал.

После предварительной очистки бурового раствора от газа и шлама при помощи гидроциклонов дробь отбирают и сохраняют в смоченном состоянии. Затем раствор пропускают через гидроциклоны тонкой очистки и дегазатор и восстанавливают его утраченные показатели химической обработкой. Часть бурового раствора смешивают с дробью и подают в скважину, на пути смешивая с обычным буровым раствором (в расчетном соотношении).

Лазеры — квантовые генераторы оптического диапазона — одно из замечательных достижений науки и техники. Они нашли широкое применение во многих областях науки и техники.

По зарубежным данным в настоящее время возможна организация производства газовых лазеров непрерывного действия с выходной мощностью 100 кВт и выше. Коэффициент полезного действия (КПД) газовых лазеров может достигать 20–60 %. Большая мощность лазеров при условии получения чрезвычайно высоких плотностей излучения достаточна для расплавления и испарения любых материалов, в том числе горных пород. Горная порода при этом также растрескивается и шелушится.

Экспериментально установлена минимальная плотность мощности лазерного излучения, достаточного для разрушения пород плавлением: для песчаников, алевролитов и глин она составляет примерно 1,2–1,5 кВт/см². Плотность мощности эффективного разрушения нефтенасыщенных горных пород из-за термических процессов горения нефти, особенно при поддуве в зону разрушения воздуха или кислорода, ниже и составляет 0,7–0,9 кВт/см².

Подсчитано, что для скважины глубиной 2000 м и диаметром 20 см нужно затратить около 30 млн кВт энергии лазерного излучения. Проводка скважин такой глубины пока не конкурентоспособна в сравнении с традиционными механическими методами бурения. Однако имеются теоретические предпосылки повышения КПД лазеров: при КПД, равном 60 %, энергетические и стоимостные затраты существенно снизятся и его конкурентоспособность повысится. При использовании лазера в случае бурения скважин глубиной 100–200 м стоимость работ относительно невелика. Но во всех случаях при лазерном бурении форма сечения может быть запрограммированной, а стенка скважины будет формироваться из рас-

плава горной породы и будет представлять собой стеклообразную массу, позволяющую повысить коэффициент вытеснения бурового раствора цементным. В некоторых случаях можно, очевидно, обойтись без крепления скважин.

Зарубежные фирмы предлагают несколько конструкций лазеров. Основу их составляет мощный лазер, размещенный в герметичном корпусе, способном выдержать высокое давление. Температуроустойчивость пока не прорабатывалась. По этим конструкциям излучение лазера передается на забой через светопроводящее волокно. По мере разрушения (плавления) горной породы лазеробур подается вниз; он может быть снабжен установленным в корпусе вибратором. При вдавливании снаряда в расплав породы стенки скважины могут уплотняться.

В Японии начат выпуск углекислотных газовых лазеров, которые при использовании в бурении существенно (до 10 раз) повысят скорость проходки.

Сечение скважины при формировании ствола этим методом может иметь произвольную форму. Компьютер по разработанной программе дистанционно задает режим сканирования лазерного луча, что позволяет запрограммировать размер и форму ствола скважины.

Проведение лазеротермических работ возможно в дальнейшем в перфорационных работах. Лазерная перфорация обеспечит управляемость процесса разрушения обсадной колонны, цементного камня и породы, а также может способствовать проникновению каналов на значительную глубину, что, безусловно, повысит степень совершенства вскрытия пласта. Однако оплавление пород, целесообразное при углублении скважины, здесь неприемлемо, что должно быть учтено при использовании этого метода в дальнейшем.

В отечественных работах есть предложения о создании лазероплазменных установок для термического бурения скважин. Однако транспортировка плазмы к забою скважины пока затруднена, хотя и ведутся исследования по возможности разработки световодов ("световодных труб").

Одним из наиболее интересных методов воздействия на горные породы, обладающих критерием "универсальность", является метод их плавления при помощи непосредственного контакта с тугоплавким наконечником — пенетратором. Значительные успехи в создании термopочных материалов позволили перенести вопрос о плавлении горных пород в область реального проектирования. Уже при температуре примерно 1200—1300 °С метод плавления работоспо-

собен в рыхлых грунтах, песках и песчаниках, базальтах и других породах кристаллического фундамента. В породах осадочного комплекса проходка глинистых и карбонатных пород требует, по-видимому, более высокой температуры.

Метод бурения плавлением позволяет получить на стенках скважины достаточно толстую ситалловую корку с гладкими внутренними стенками. Метод обладает высоким коэффициентом ввода энергии в породу — до 80—90 %. При этом может быть, хотя бы принципиально, решена проблема удаления расплава с забоя. Выходя по выводящим каналам или просто обтекая гладкий пенетратор, расплав, застывая, образует шлам, размерами и формой которого можно управлять. Шлам выносится жидкостью, которая циркулирует выше бурового снаряда и охлаждает его верхнюю часть.

Первые проекты и образцы термобуров появились в 60-х годах, а наиболее активно теория и практика плавления горных пород начали развиваться с середины 70-х годов. Эффективность процесса плавления определяется в основном температурой поверхности пенетратора и физическими свойствами горных пород и мало зависит от механических и прочностных свойств. Это обстоятельство обуславливает определенную универсальность метода плавления в смысле применимости его для проходки различных пород. Температурный интервал плавления этих различных полиминеральных многокомпонентных систем в основном укладывается в диапазон 1200—1500 °С при атмосферном давлении. В отличие от механического метода разрушения горных пород плавлением с увеличением глубины и температуры залегающих пород повышается свою эффективность.

Как уже говорилось, параллельно с проходкой осуществляются крепление и изоляция стенок скважины в результате создания непроницаемого стекловидного кольцевого слоя. Пока еще не ясно, будет ли происходить износ поверхностного слоя пенетратора, каковы его механизм и интенсивность. Не исключено, что бурение плавлением, хотя и с небольшой скоростью, может проводиться непрерывно в пределах интервала, определяемого конструкцией скважины. Сама же эта конструкция из-за непрерывного крепления стенок может быть значительно упрощена, даже в сложных геологических условиях.

Можно себе представить технологические процедуры, связанные только с креплением и изоляцией стенок последовательно с проходкой ствола способом обычного механического бурения. Эти процедуры могут относиться только к ин-

тервалам, представляющим опасность в связи с возможностью возникновения различных осложнений.

С точки зрения технической реализации следует предусмотреть токопровод к нагнетательным элементам пенетратора аналогично используемому при электробурении.

1.4. ВИДЫ БУРЕНИЯ

Современное бурение допускает проводку скважин самого различного назначения, диаметра, конфигурации ствола и его ориентировки: бурение скважин, ствол которых строго ориентирован в пространстве, строительство скважин на суше и на море, причем на последнем случае при глубине воды, достигающей сотен метров. Получило развитие кустовое бурение.

Бурение вертикальных скважин

Строго вертикальных скважин нет — все имеют некоторую кривизну, отклонение от вертикали. Современный уровень техники и технологии позволяет бурить скважины с отклонением ствола скважины от вертикали до 2°.

В.С. Федоров, изучив причины искривления скважин, пришел к выводу, что они могут быть подразделены на геологические (неуправляемые) и технико-технологические (управляемые).

К геологическим причинам относятся: угол встречи долота с плоскостью пласта, чередующаяся прочность пород по мощности, угол искривления скважины (определяется углом падения пластов и не может быть больше последнего).

К технико-технологическим причинам относятся: тип долота, режим бурения, жесткость низа бурильной колонны, кривизна в элементах бурильного инструмента, искривление бурильных труб под нагрузкой, вертикальность и совпадение оси вышки с центром роторного стола и направления, горизонтальность установки стола ротора.

Указанные причины могут быть полностью учтены и их влияние можно свести практически к нулю.

Перед началом бурения должны быть проверены и обеспечены центрирование вышки, соответствие осей симметрии вышки и направления, горизонтальность установки стола ротора, прямолинейность первых бурильных труб и ведущей трубы.

В начале бурения ведущая труба и первые трубы должны входить в породу строго вертикально, без раскачиваний.

Профилактика кривизны скважины при бурении сводится к замеру кривизны, применению компоновок низа бурильной колонны (КНБК) и подбору режима бурения. Компоновки должны обладать проходимостью и продольной устойчивостью в стволе при бурении скважин, не создавать значительных гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора и др.

КНБК применяют после проработки ствола непосредственно из-под башмака промежуточных колонн, а также с начала бурения теми долотами, диаметр которых соответствует диаметру компоновок. Допустимый износ калибраторов и центраторов не должен превышать 3 мм по диаметру, а квадратных утяжеленные бурильные трубы (УБТ) — до 2 мм. Компоновки низа бурильной колонны различаются между собой, элементы их представлены калибраторами, центраторами, стабилизаторами, расширителями, маховиками (короткими УБТ) и т.д.

Эффективность работы КНБК определяется соответствием их условиям работы, жесткостью, разностью диаметров долота и элементов компоновок, длиной, очередностью и количеством установки элементов компоновок, характером конфигурации поперечного сечения ствола скважины. Назначение элементов, составляющих КНБК, неодинаковое.

Калибраторы предназначены для калибровки по диаметру ствола скважины и улучшения работы долот. Выпускаются в нескольких вариантах: КЛ-214 — калибратор лопастной на диаметр 214 мм с расположенными по образующей ребрами; КЛС-190 — калибратор лопастной на диаметр 190 мм с расположенными по спирали ребрами; КВЗ-214 — калибратор с выдвижными зубцами на диаметр 214 мм и др. При роторном бурении калибраторы устанавливаются в компоновке непосредственно над долотом.

Центраторы предназначены для центрирования бурильной колонны в месте их установки. Они выпускаются в нескольких вариантах: металлический ЦМ-269, резинокаркасный ЦР-214, шарнирный ЦШ-269, межсекционный ЦС-295 и центратор вала турбобура ЦВТ-295.

Стабилизаторы, роль которых исполняют УБТ, утяжеленные трубы многоугольного профиля или спиральные, предназначены для центрирования бурильной колонны на участке длины стабилизации. Их разделяют на цилиндрические СЦ-245-4,5м с наружным диаметром 245 мм при длине 4,5 м;

спиральные СС-190-4,0м; квадратные СК-190-6,5 м с размером по диагонали 190 мм и длиной 6,5 м и др.

Маховики, роль которых выполняют короткие утяжеленные бурильные трубы, служат для уравнивания вращающейся массы вала турбобура. Их устанавливают под валом турбобура.

Расширитель предназначен для расширения ствола скважины. Наиболее распространены трехшарошечные расширители (в корпусе на осях смонтированы три пары шарошек, по окружности они расположены друг к другу под углом 120°). Трехшарошечные расширители выпускают нескольких диаметров — 243, 269, 295, 345, 395 и 455 мм.

Выпускают также четырех- и шестилопастные, одношарошечные пилотные и штыревые наддолотные расширители.

Искривление стволов скважины необходимо измерять. Для этого используют инклинометры дискретного и непрерывного действия, позволяющие измерять отклонение ствола скважины от вертикали (в вертикальной плоскости) и искривление по азимуту (угол между вертикальной плоскостью, в которой лежит ось искривленного ствола, и вертикальной плоскостью, проходящей через северное окончание магнитной стрелки). Они позволяют измерять кривизну скважины до 50°. Результаты замеров заносятся в таблицу через определенные интервалы (25—50 м) глубины скважины и могут быть зафиксированы в виде непрерывной кривой (инклинограммы) — графиков проекций ствола скважины на вертикальную плоскость. Их строят в определенном масштабе, на них указывают направления магнитного меридиана, горизонтальный масштаб, общее отклонение, а у каждой точки отмечают глубину и углы наклона.

В основе прибора Петросяна лежит разрушение (разъедание) стекла плавиковой (фтористоводородной кислотой HF) кислотой на границе с воздухом. Вставленное вертикально в прибор стекло контактирует с плавиковой кислотой, оставляя след, направление линии которого указывает на угол искривления. Этот угол α непосредственно измеряется транспортиром или вычисляется по формуле

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

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

Аппарат Петросяна изготавливают в трех вариантах (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Варианты конструкции аппарата Петросяна

Шифр аппарата	Диаметр, мм		Замерные стекла, мм	
	минимальный внутренний бурильных труб	наружный корпуса	длинахши- рина	толщина
П4	95	50	40×22	1–2
П5	120	60	40×30	1–2
П6	146	70	41×40	1–2

Аппарат бросают в бурильные трубы или спускают на проволоке с помощью специальной ручной или механической лебедки.

Наклонно направленное бурение

Наклонно направленная скважина отличается от вертикальной заданным смещением конечного забоя от вертикали и его направлением.

Бурение наклонных скважин возможно турбинным и роторным способами. Собственно искривление ствола скважины достигается применением специальных компоновок низа бурильной колонны, обеспечивающих отклоняющую силу на долоте, или асимметричное разрушение забоя, или то и другое.

Реализация необходимого пространственного положения ствола скважины достигается с помощью ориентирования отклоняющих компоновок низа бурильной колонны перед началом и в процессе бурения. В качестве отклоняющих при турбинном бурении применяют компоновки, включающие один или несколько центраторов, два эксцентрично расположенных центратора, эксцентричный ниппель, кривой переводник, специальные отклонители типов ОТ, ОТС, ОТШ. С помощью компоновок с одним или несколькими центраторами можно управлять только значением зенитного угла скважины. Все остальные позволяют изменять также и азимут скважины.

Кривой переводник — толстостенный патрубок с пересекающимися продольными осями присоединительных резьбовых соединений. Наиболее распространенными углами между пересекающимися осями являются 1,5–3,5°. Увеличение указанного угла сверх 3,5°, как правило, не приводит к возрастанию темпа набора кривизны. Кривой переводник включается в компоновку обычно между одной секцией турбобура

или укороченного турбобура и УБТ. Очевидно, что темп изменения кривизны зависит от угла перекоса кривого переводника, а также от текущего зенитного угла ствола скважины. В соответствии с Инструкцией по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири (РД 39-2-171–79) при бурении предусмотрена следующая компоновка: долото диаметром 295 мм, турбобур ЗТСШ-240-1, секция или Т12МЗБ-240, кривой переводник, УБТ диаметром 178 мм и длиной 12 мм. Зависимость интенсивности искривления $\Delta\alpha$ от текущего зенитного угла α можно представить в виде:

$$\Delta\alpha = k + b\alpha^2,$$

где k, b – эмпирические коэффициенты.

В табл. 1.3 приведены значения k и b для различных углов перекоса и типов забойных двигателей.

Возникновение отклоняющей силы в компоновках с эксцентричным ниппелем достигается за счет монтажа на ниппеле турбобура упругой (резиновой) накладки.

При бурении секционными турбобурами соединения валов и корпусов верхней и нижней секций турбобура направлены под углом $1–2^\circ$, что и обеспечивает набор кривизны при бурении ствола скважины; отклонители ОТ и ОТС представляют собой искривленный переводник, установленный между ниппелем и корпусом турбобура. Вал при этом выполнен разрезным, радиальной опорой нижней части вала служит ниппель.

Отклоняющие приспособления, применяемые при роторном бурении, и технология бурения наклонно направленных скважин роторным способом имеют свои особенности. В этом случае отклонители используются только в начальный

Таблица 1.3

Эмпирические коэффициенты и предельные значения зенитного угла

Угол переко- са кривого переводника	Тип турбобура			
	ЗТСШ-240 (1 секция)		Т12МЗБ-240	
	коэффи- циент k	предельный зенитный угол α_n , гра- дус	коэффи- циент k	предельный зенитный угол α_n , гра- дус
$3^\circ 45'$	1,60	57,0	—	—
$3^\circ 00'$	1,35	52,6	1,56	55,8
$2^\circ 30'$	1,20	48,0	1,38	52,6
$2^\circ 00'$	1,00	45,0	1,20	48,0

Примечание. Коэффициент $b = 0,0005$.

момент для придания стволу нужного направления. Количество установок отклоняющих приспособлений, которые необходимы для обеспечения заданного искривления скважины, определяет способность проходимых пород и их пропластков отклонять ствол скважины от проектного направления. Искусственное искривление ствола скважины осуществляется подбором соответствующих компоновок низа буровой колонны при определенных режимах бурения. Отклоняющие приспособления (рис. 1.1) также специфичны и представляют собой клиновидные устройства с наклонным направлением для долота. Они имеют полукруглое или V-образное сечение с приспособлениями для крепления в открытом или обсаженном стволе. По конструкции они бывают несъемными неизвлекаемыми (длина 2,5–4,5 м), оставляемыми в скважине и извлекаемыми после осуществления процесса бурения в уста-

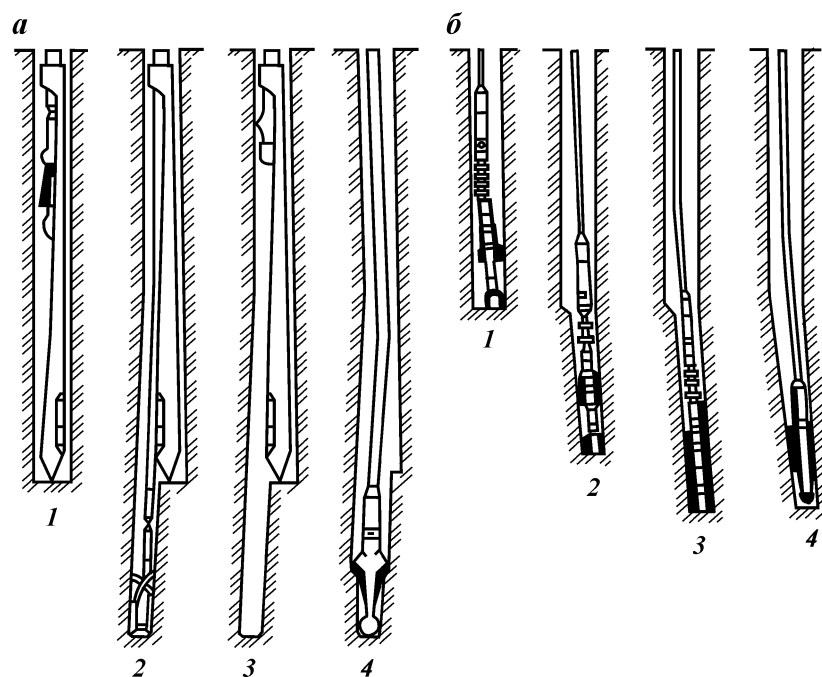


Рис. 1.1. Отклоняющие приспособления в роторном бурении:
 а — работа с отклоняющим клином: 1 — установка клина, 2 — забуривание ствола, 3 — извлечение клина, 4 — расширение ствола; б — работа с шарнирным отклонителем: 1 — установка отклонителя, 2, 3 — забуривание ствола, 4 — расширение ствола

новленном направлении (примерно 15 м нового ствола скважины). Неизвлекаемые отклонители применяют в обсаженных скважинах. Сверху они имеют раструб для направления долота и устройства для крепления в скважине.

Извлекаемые отклонители характеризуются наличием (для их подъема) в верхней части муфты диаметром, равным диаметру нижней части долота, а в нижней — остроконечного выступа, внедряющегося в породу на забое и препятствующего вращению отклонителя.

Для стабилизации и уменьшения зенитного угла скважины как в роторном, так и турбинном (электро-) бурении применяются компоновки с различным числом центраторов и их расположением.

Проектирование наклонно направленных скважин сводится к выбору типа профиля (вертикальной и горизонтальной проекций), расчету траектории положения оси скважины в пространстве, выбору компоновок для реализации расчетного профиля и режима бурения.

Профили скважины могут проектироваться в одной плоскости — это обычный тип профиля и с учетом пространственного искривления — профиль пространственного типа. Последние используются, к сожалению, реже и их применение связывается со сложными геологическими условиями бурения, влияние которых на самопроизвольное искривление велико.

Кустовое бурение

Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки пласта, месторождения.

При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительно-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т.д. Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается при бурении в условиях моря, в болотистых местностях и др. Впервые в б. СССР кустовое бурение было осуществлено под руководством Н.С. Тимофеева на о. Артема в Азербайджане. В настоящее время с куста бурят 8—24 скважины и более.

Основными подготовительными работами являются подготовка площадки к строительству наземных сооружений и прокладка коммуникаций. На заболоченной или затопляемой

территории технически возможны следующие методы их освоения: строительство дамб, огораживающих площадку; сооружение искусственных островов; при высоком уровне вод — сооружение эстакад.

Применяются различные типы и варианты кустований в зависимости от природных условий.

Кусты делят на локальные, т.е. не связанные постоянными дорогами с базой; кусты, расположенные вдоль транспортной магистрали, и кусты, находящиеся в центре транспортной магистрали. В первом случае скважины, как правило, направляют во все стороны (веером), что позволяет собрать в куст максимальное число устьев скважин. При разбуривании многопластовых залежей число скважин в кусте увеличивается. В случае расположения кустов вдоль транспортной магистрали (Азербайджан — море, Западная Сибирь) число скважин в кусте уменьшается по сравнению с числом скважин на локальном кусте.

Схем расположения устьев скважин может быть предложено и использовано много в зависимости от геолого-климатических условий, техники и рельефа.

Одна из основных особенностей проводки скважин кустами — необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин. Опыт показывает, что с точки зрения пересечения соседних стволов опасны верхние вертикальные участки.

Важное значение имеет также установление минимальной разности вертикальных глубин точек забуривания стволов скважин в кусте. Считают, что максимальная допустимая минимальная разность глубин точек забуривания стволов соседних скважин должна составлять 50 м, что и рекомендуется в качестве допуска, когда глубина места зарезки ствола не превышает 1000 м. По результатам фактического положения стволов должны вноситься соответствующие коррективы в проекты на бурение последующих скважин.

Кустовое бурение широко распространено в зарубежной и отечественной практике бурения в условиях Западной Сибири, на море и т.д.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести: вынужденную консервацию уже пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности, что замедляет темпы разработки залежи; увеличение опасности пересечения стволов скважин; трудности в проведении капитального и подземного ремонта скважин, а также в ликвидации грифонов в условиях морского бурения и др.

Многозабойное бурение

Сущность многозабойного способа бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т.е. основной ствол используется многократно. Полезная же протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают (рис. 1.2). Дополнительные стволы могут переходить в горизонтальные.

Первые скважины были пробурены этим способом в 1947 г. на Краснокаменском и Ишимбаевском месторождениях. В сочетании с турбобуром многозабойное бурение развивалось успешнее.

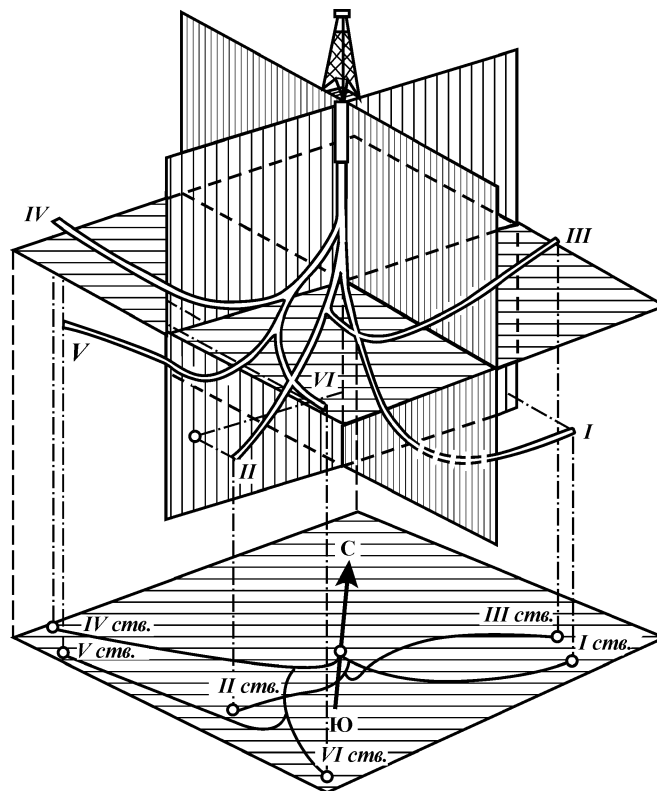


Рис. 1.2. Схема многозабойной скважины

На Бориславском месторождении максимальный зенитный угол искривления составил 53° на длине 446 м. В Краснодарском крае число дополнительных стволов в многозабойных скважинах доходило до пяти-шести при длине 50–150 м и расстоянии между крайними стволами до 300 м. Число боковых скважин может достигать 10, а длина их — 400 м и более.

Проведенный А.Г. Калининым технико-экономический анализ по одному из месторождений показал, что стоимость одной многозабойной скважины в 2,4 раза превышает стоимость однозабойной скважины, но дебит в первом случае в 18 раз выше, чем во втором.

Преимущества многозабойного способа бурения сводятся к тому, что можно получить скважины с увеличенным дебитом, повысить общую нефтеотдачу месторождения, сократить число скважин, вовлечь в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью пород, повысить поглощающую способность нагнетательных скважин.

Горизонтальное бурение

К настоящему времени в мировой практике достаточно четко вырисовывается область возможного применения вскрытия продуктивных пластов горизонтальными и многозабойными скважинами.

Хотя объем проходки не превышает 1,0–1,5 % общего объема бурения, наибольший эффект по увеличению текущей добычи и нефтеотдачи пластов достигается при вскрытии коллекторов с вертикальной трещиноватостью, большой фациальной изменчивостью по простиранию, низкой пористостью и проницаемостью, а также содержащих высоковязкие малоподвижные нефти.

Горизонтальные скважины могут быть использованы весьма успешно и при вскрытии высокопроницаемых пластов.

Благодаря вскрытию пластов горизонтальными скважинами достигаются:

- интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов;

- увеличение срока эффективной эксплуатации скважин за счет значительного уменьшения водогазоконусных образований;

- минимальное загрязнение окружающей среды и сохранение экологически чистыми больших площадей на поверхности;

- уменьшение числа скважин, необходимых для разработки и доработки месторождений;

вовлечение в эксплуатацию месторождений, ранее считавшихся промышленно не рентабельными (забалансовыми).

Некоторые ограничения вызваны современным состоянием техники и технологии бурения горизонтальных скважин, а также нерешенностью ряда вопросов планирования, финансирования, стимулирования и организации труда.

Первая многозабойная скважина была проведена в 1953 г. на Карташевском рифовом месторождении Башкортостана. В дальнейшем в основном развивалось многозабойное бурение.

Первая горизонтальная скважина, проходящая на 130 м непосредственно по пласту мощностью около 30 м, была проведена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области. Несмотря на то, что скважина была пробурена на сильно дренированный пласт, ее суточный дебит составил 40 т, что многократно превышало дебиты вертикальных скважин.

Во ВНИИБТ в результате работ по многозабойному и горизонтальному бурению в первые же годы были разработаны специальные укороченные турбобуры Т12М2К, в которых впервые была применена проточная пята, отработана технология безошибочного попадания в дополнительные стволы, разработана система доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы, которая используется с некоторыми модификациями по настоящее время как в России, так и за рубежом (система "Симфор").

ВНИИБТ разработаны технические средства и методы, позволяющие достаточно надежно проводить горизонтальные стволы в заданном направлении.

При использовании электробура в качестве забойного двигателя имеющийся набор серийно выпускаемых технических средств позволяет проводить интенсивное искривление скважины по радиусу 120 м и более и вести горизонтальное бурение при постоянном контроле за пространственными параметрами ствола.

Накопленный опыт показывает, что электробур является эффективным средством проводки горизонтальных скважин и его нужно применять там, где развита база электробурения.

Большая часть горизонтальных скважин в стране пробурена с помощью гидравлических забойных двигателей. В этой области основным направлением работ в последние годы было создание технических средств и отработка технологии бурения стволов горизонтальных скважин с минимальными отклонениями от расчетной траектории.

В указанном направлении ВНИИБТ созданы макетные об-

разцы комплекса технических средств "Горизонт-1" (рис. 1.3), включающего отклонитель на основе укороченного забойного двигателя объемного типа диаметром 172 мм и специальные средства для доставки геофизических приборов в скважину при больших углах наклона ствола (рис. 1.4). По результатам промысловых работ конструкция отклонителя была доработана и был создан универсальный отклонитель ОШ-172 (рис. 1.5), который используется как при искривлении ствола скважины, так и при бурении горизонтальных

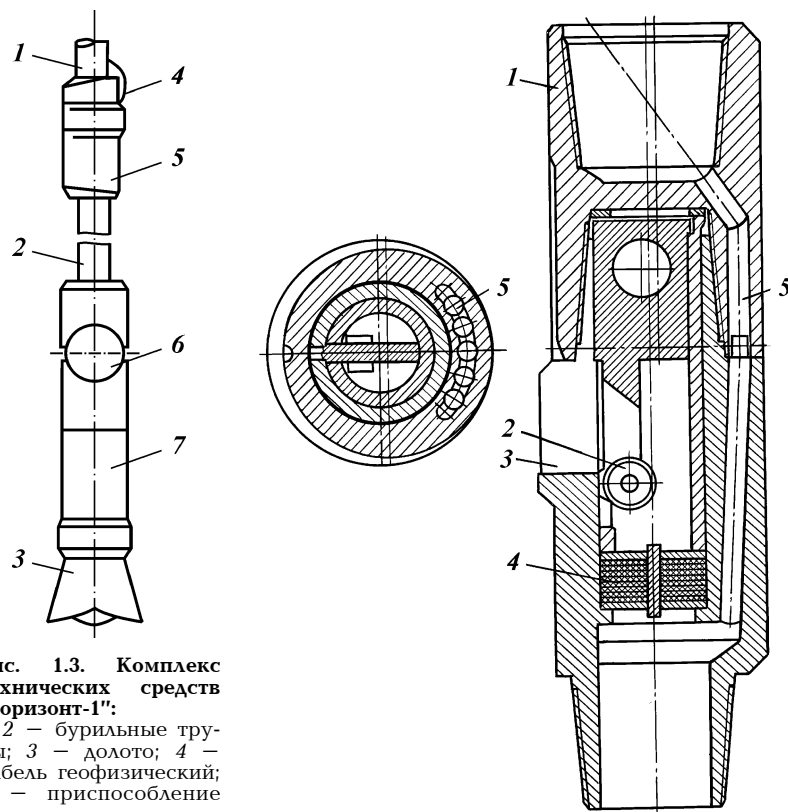


Рис. 1.3. Комплекс технических средств "Горизонт-1":

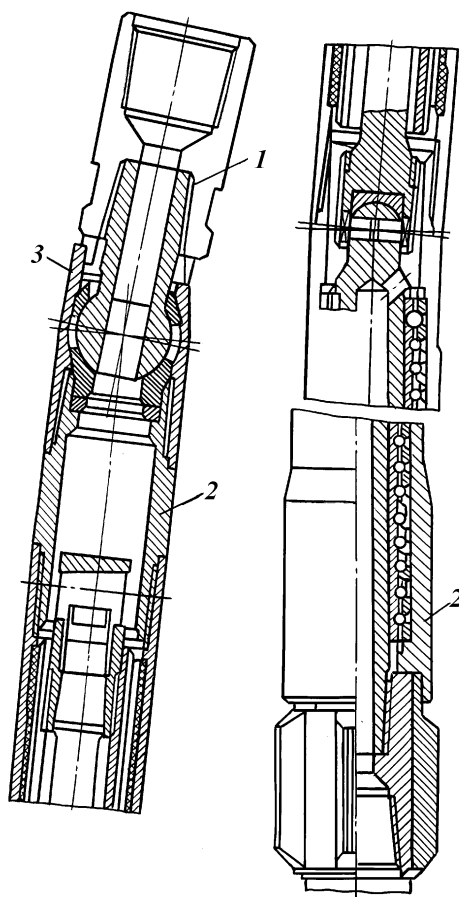
1, 2 — бурильные трубы; 3 — долото; 4 — кабель геофизический; 5 — приспособление для передвижения геофизических приборов; 6 — соединение шарнирное; 7 — двигатель

Рис. 1.4. Приспособление для передвижения каротажных приборов:

1 — корпус устройства; 2 — роликовый механизм; 3 — окно для промывки; 4 — уплотнение каротажного троса; 5 — окна для каротажного кабеля

Рис. 1.5. Универсальный отклонитель ОШ-172:

1 — верхняя секция турбобура (нижний вал); 2 — нижняя секция турбобура (верхний вал); 3 — шарнирный отклонитель



участков ствола, что достигается путем замены сменных деталей отклонителя в условиях механического цеха или буровой. Обеспечивается радиус искривления ствола скважины 275,9-мм долотом, равный 40 м и более.

Отработана технология выхода на горизонтальное направление и проводки горизонтального ствола длиной 150–200 м с отклонением от вертикальной отметки в пределах 4 м. Это достигается за счет высокой степени совпадения расчетной и фактической интенсивности искривления ствола при работе с отклонителем ОШ-172, непрерывного контроля за положением отклонителя при помощи прибора с кабельной линией связи, использования специальных шарнирных компоновок

при проводке горизонтального ствола, а также периодических инклинометрических замеров. Крепление стволов скважин проводится эксплуатационной колонной диаметром 140–146 мм, оборудованной в продуктивной зоне фильтром такого же диаметра. Эксплуатационная колонна цементируется выше башмака 245-мм промежуточной колонны с применением пакера типа ПДМ-140 (ПДМ-146). Геофизические исследования горизонтального ствола проводятся с применением радиационных методов.

С возрастанием глубин резко растет эффективность горизонтального бурения, но и увеличиваются трудности, связанные с управлением стволом, для устранения которых необходимо создать специальный инструмент и методы оперативного управления.

В зарубежной практике этот метод, а главное узел управления, сбора информации и корректировки ствола скважины и, кроме того, специальные трубы и другой инструмент разработаны в нескольких вариантах и обеспечивают проводку скважин по пласту мощностью всего несколько метров. Система измерений при бурении позволяет осуществлять процесс в автоматическом режиме.

Бурение на акваториях

Организация бурения, подготовительные работы к бурению, оборудование устья и некоторые другие работы в море имеют свои особенности.

В настоящее время выполняется несколько видов организационно-подготовительных работ, результатом которых является устройство места установки бурового оборудования:

- возведение искусственных сооружений в виде дамб и эстакад, отделяющих часть акватории с последующей засыпкой (различными способами и материалами);

- намыв и укрепление отдельных островов;

- строительство эстакад с размещением на них целых поселков;

- сооружение платформ погружного, полупогружного и других типов;

- использование специальных судов с заякоренными устройствами;

- намораживание на ледяных покровах толстого прочного слоя льда и др.

На указанных искусственных островах или основаниях монтируется буровое оборудование для бурения скважин раз-

личной глубины и назначения. С учетом значительной стоимости создания искусственных сооружений ведется кустовое бурение. Тип основания определяется глубиной моря и характером ее изменения, метеорологическими условиями, глубиной залегания продуктивного объекта и др. Основными особенностями при бурении морских скважин являются метеорологические условия (особенно в северных морях) и глубина моря.

СНГ является пионером морской нефтегазодобычи. Уже в 40-х годах на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусственных насыпных островов. Сегодня на Каспии построен целый город. Протяженность эстакад достигла 350 км, а число отдельно стоящих в море стационарных платформ — более 250.

Первыми научно-инженерными работами в бурении и добыче нефти в условиях моря следует считать работы Рустамбекова (1935 г.).

Морское бурение в районе о. Артема (Азербайджан) стало возможным после осуществления по методу Н.С. Тимофеева работ по установке и цементированию трубчатых металлических свай вместо деревянных, которые нельзя было внедрить в прочное известковое дно. Метод состоял в том, чтобы забурить шурфы глубиной несколько метров, вставить в них металлические трубы и далее закачать цементный раствор в трубы и поднять его в затрубное пространство шурфа. Н.С. Тимофеевым было предложено бурение наклонных скважин с оснований.

Позже Б.А. Рагинский предложил крупноблочную систему свайного основания, заготовительные и сварочные работы для которой проводились на суше; в море велся только монтаж конструкций. Эти конструкции получили распространение в Азербайджане и Дагестане.

Большой вклад в развитие строительства скважин в условиях моря внесли Л.А. Межлумов, С.М. Кулиев, Ю.А. Сафаров, Р.И. Шищенко, С.А. Оруджев, А.А. Мовсумов, И.И. Кулиев, Р.К. Сеид-Рза, М.П. Гулизаде.

Освоение морских богатств в б. СССР было начато с засыпки Биби-Эйбатской бухты и последующего бурения с засыпанной территории. С 40-х годов началось освоение моря с использованием металлических свай и оснований при глубине моря от 4 до 10 м. Впервые бурение с судов в б. СССР начато в 1935 г. в Азербайджане для структурно-картировочных целей и изучения инженерно-геологической характеристики морских грунтов (глубина моря до 25 м, глубина бу-

рения до 100 м). Опыт бурения с легких судов на Каспийском море показал, что при волнении моря более 2–3 баллов и силе ветра выше 4 баллов проведение работ затруднено или невозможно.

С 1978 г. введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине воды 110–120 м.

Позже вместо стационарных платформ практически на всех акваториях используются плавучие буровые установки (средства) — ПБС ("Сиваш", "Оха", "Хакури", "Шельф", "Каспморе/нефть" и т.д.). На Баренцевом море с 1981 г. началось разведочное бурение с буровых судов "Валентин Шашин", "Виктор Муравленко" и "Михаил Мирчинк".

В мировой практике производства буровых работ в море определились направления в области создания ПБС, при которых учитывают такие факторы, как глубина моря, состояние грунта, ледовая обстановка, цель бурения и т.д.

В настоящее время плавучие буровые средства классифицируют по способу их установки над скважиной в процессе бурения, выделяя две основные группы (классы): опирающиеся при бурении на морское дно и проводящие бурение в плавучем состоянии.

К первой группе относят плавучие буровые установки самоподъемного и погружного типов (СПБУ), а ко второй — полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30–120 м. СПБУ самоподъемного типа имеют большой запас плавучести, буксируются совместно с оборудованием, инструментом и материалами к точке бурения. При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт, корпус поднимается по опорам и фиксируется на расчетной высоте над уровнем моря.

СПБУ погружного типа применяют в основном на мелководье. В результате заполнения водой нижних корпусов установки они погружаются на дно моря. Рабочая платформа находится над поверхностью воды.

ППБУ в основном применяют для бурения поисковых и разведочных скважин в акваториях при глубинах моря от 100 до 300 м и более.

БС имеют высокую маневренность и скорость перемещения, большую автономность по сравнению с ППБУ и поэтому применяются для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубине моря 1500 м и более.

Основные состояния ПБС зависят от класса и назначения: перегона на новую точку, установки на точке бурения, бурения и снятия с оконченной бурением скважины.

Перегон СПБУ бывает двух видов: короткий (переход) с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительный — буксировка на дальние расстояния за пределы разведанного района.

ППБУ перегоняют и буксируют с ограничением по погодным условиям. По окончании транспортировки ППБУ наводят на точку бурения и в соответствии со схемой развозят якоря и якорные цепи.

Основные технические характеристики некоторых ПБУ приведены в табл. 1.4.

Функции бурения в условиях моря и суши эквивалентны. Однако имеется ряд отличий, которые охватывают в основном круг вопросов, связанных с конструкцией верхней (подводной) части скважин, забуриванием из стволов, оборудованием устья противовыбросовыми устройствами, консервацией скважины и др.

До бурения скважины обосновывают и выбирают ее конструкцию. В понятие конструкции входит концентрическое расположение спущенных в скважину обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины спуска, высоты подъема закачанного за ними в скважину цементного раствора, диаметра долот, которыми бурят под каждую колонну.

Строго говоря, конструкция скважины — это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоразмерно малыми с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающих при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно-устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения, — изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеводоносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.

На рис. 1.6, *а* представлен профиль скважины, а на рис. 1.6, *б* графически изображена рабочая схема ее конструкции. Вверху над каждым рядом обсадных колонн пишется диаметр (в мм), а внизу — глубина установки (в м), интервал подъема цементного раствора обозначается штрихами, выше которых

Таблица 1.4

Краткая техническая характеристика ПБУ

Показатели	Буровые суда типа "1-НС", "Валентин Шашин", "Виктор Муравленко"	ПБУ типа "Шельф", "Шельф-4", "Шельф-8"	СПБУ типа "Кольская"
Тип судна (установки)	Дизель-электроход	Полупогружная самоходная	Самоподъемная несамоходная
Глубина моря, м	60 – 300	90 – 200	20 – 100
Максимальная глубина бурения, м	6500	6000	6500
Автономность эксплуатации, сут	100	30	30
Буровая вышка:			
тип	ВБП53-320	ВБП53-320	ВБП54-320
грузоподъемность при установке бх7, т	320	320	320
высота полезная (от пола буровой до низа подкронблочной балки), м	53	53	54
высота общая, м	57,2	57,2	58,5
масса, т	180,5	180,5	134,1
Лебедка:			
тип	"Ойлуэлл" Е-3000	ЛБУ-2000П	"Ойлуэлл" Е-3000
номинальная грузоподъемность, т	600	320	600
натяжение подвижного конца талевого каната при номинальной грузоподъемности, кН	414	341	414
диаметр талевого каната, мм	38	35	38
диаметр барабана, мм	893	835	893
длина барабана, мм	1575	1445	1575
число скоростей	4	4	4
средняя частота вращения подъемного вала лебедки, об/мин	I – 58; II – 108; III – 191; IV – 351	I – 83; II – 97; III – 133; IV – 264	I – 58; II – 108; III – 191; IV – 351
Система расстановки инструмента	АСП	КМСП	АСП
Длина бурильных свечей, м	27	27	27

отмечается высота его подъема; иногда приводится номер долота.

Каждая колонна, спускаемая в скважину, имеет свое название и название. Первая, самая короткая, называется *направлением*. Она устанавливается до начала бурения и предохраняет устье скважины от размыва грунта циркулирующим

буровым раствором. Вторая колонна, служащая для перекрытия неустойчивых верхних пород и водоносных горизонтов, называется *кондуктором*. Низ кондуктора, как и низ всех спускаемых после него колонн, заканчивается короткой утолщенной трубой, называемой *башмаком*. При бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород направление и кондуктор выбирают с учетом предупреждения растепления пород. Для предупреждения или устранения осложнений, возникающих или возможных при бурении, спускают промежуточную колонну. Их может быть несколько. Последняя колонна, предназначенная для эксплуатации продуктивного горизонта, называется *эксплуатационной*. При подсчете числа колонн, спущенных в скважину, направление и кондуктор не учитываются.

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины, называется *хвостовиком* (потайной колонной). Хвостовики часто применяют при креплении глубоких скважин (рис. 1.7).

Иногда обсадные колонны спускают частями — секциями.

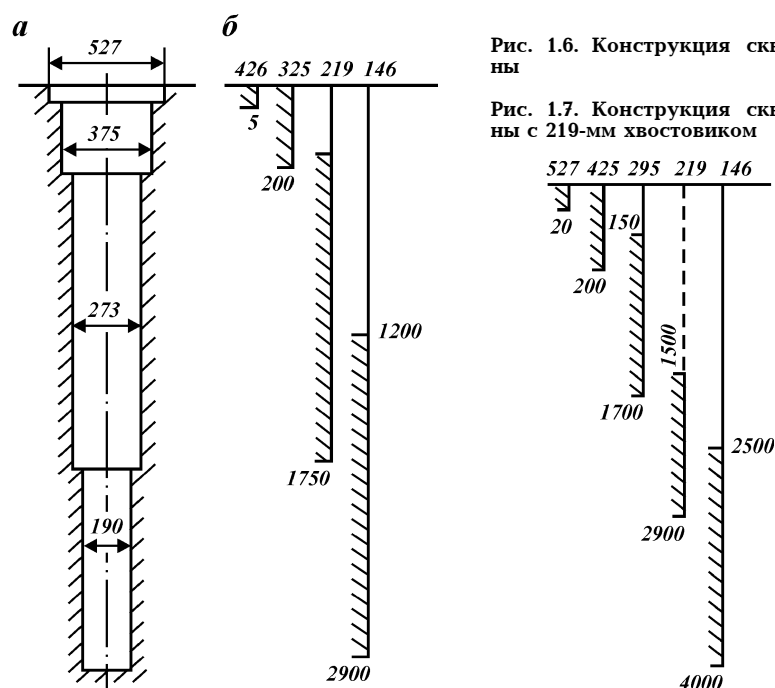


Рис. 1.6. Конструкция скважины

Рис. 1.7. Конструкция скважины с 219-мм хвостовиком

Процесс спуска обсадной колонны в таком случае называется секционными, а колонна секционной.

При бурении глубоких скважин в сложных геологических условиях применяют многоколонные конструкции. Нередко выход долота из-под промежуточных колонн достигает 1500 м и более. В этих условиях в обсаженной скважине проводят большой объем буровых работ, значительно изнашиваются обсадные и буровые трубы, уменьшается срок их службы. Для уменьшения износа применяют протекторные кольца. Протектор (рис. 1.8) состоит из двух взаимозаменяемых резиновых оболочек 2, армированных металлическим каркасом, соединенных друг с другом при помощи клиновых соединительных штырей 1. Внутри каркаса закреплена гибкая прокладка 3, края которой завернуты внутрь. Металличес-

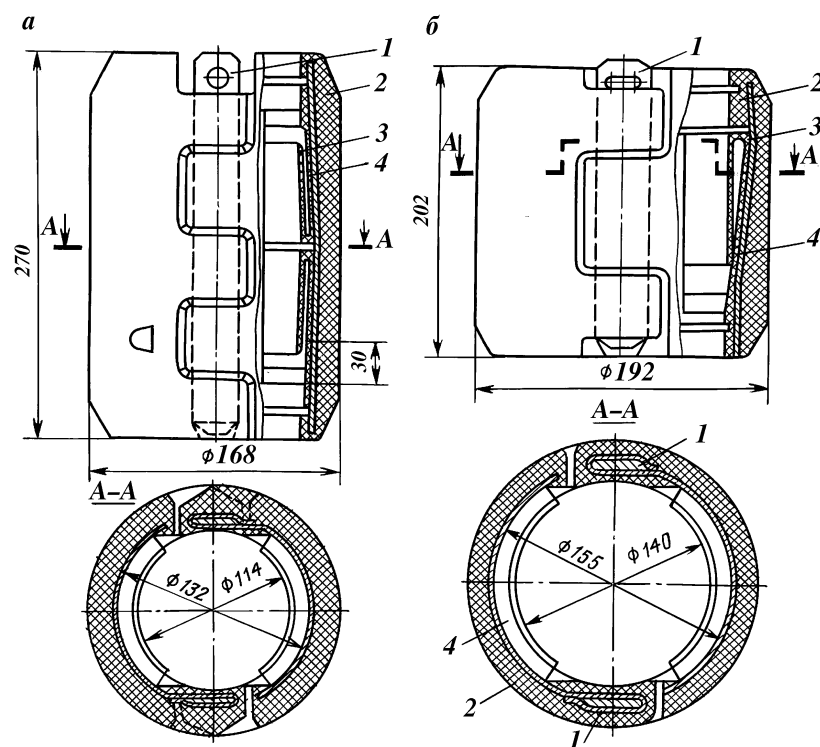


Рис. 1.8. Протектор самозаклинивающийся:
а — для буровых труб диаметром 114 мм; *б* — для буровых труб диаметром 140 мм

ский каркас 4 по поверхности обмазывается специальным клеем при обрезаивании. Конструкция протектора обеспечивает его самозаклинивание на бурильной трубе. Протекторы легко устанавливаются на бурильной трубе как над ротором во время спускоподъемных операций, так и на мостках буровой.

Протектор диаметром 114 мм устанавливается на любом участке трубы и самозаклинивается при движении протектора вдоль бурильной колонны вверх и вниз; протектор диаметром 140 мм устанавливается под замком бурильной трубы и самозаклинивается при движении протектора вдоль бурильной колонны вверх.

Для цементирования нефтяных и газовых скважин используют цементный раствор — смесь вяжущих материалов (цементов), затворенных определенным количеством воды, часто с добавками химических реагентов. В связи с тем, что появились растворы, твердая фаза которых представлена не только портландцементом (а иногда и не включает последнего), более правильно называть их тампонажными растворами. Тампонажным раствором можно дать более общую формулировку: это раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими добавками (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса.

Тампонажным цементом называется продукт, состоящий из одного или нескольких вяжущих (портландцемента, шлака, извести, органических материалов и т.д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины, шлака или др.) или органических (хлопковых очесов, отходов целлюлозного производства и пр.) добавок, позволяющих после затворения водой или иной жидкостью получить раствор, а затем камень обусловленного качества.

Успех цементировочных работ определяется техникой и технологией проведения процессов цементирования, качеством подготовительных работ, тампонажного материала и полнотой замещения бурового раствора тампонажным.

2

ЛИТОМЕХАНИКА В БУРЕНИИ

Под литомеханикой применительно к процессам бурения скважин будем понимать основные физикомеханические свойства горных пород и положения механики их разрушения, использование которых обеспечивает, во-первых, эффективную проходку ствола скважины при минимуме затрат времени и материальных средств, и, во-вторых, сохранение устойчивости стенок уже созданной или сооружаемой скважины.

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Горными породами называются плотные или рыхлые агрегаты, слагающие земную кору. Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков различных минералов, а также вещества, связывающего (цементирующего) эти частицы, и пор (пустот). Во многих породах в порах содержится вода, которая оказывает влияние на взаимосвязь минеральных частиц.

Основными породообразующими минералами являются: группа кварцевых (кварц, кремнь, халцедон и др.), силикаты (полевые шпаты, слюда, амфиболы, пироксены и др.), карбонаты (кальцит, доломит), гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит и др.) и водорастворимые соли (гипс, галит и др.).

Горные породы по происхождению делятся на магматические, осадочные и метаморфические.

Магматические горные породы образуются в результате охлаждения и затвердения магмы. В зависимости от места ее затвердения они делятся на интрузивные, или глубинные, и эффузивные, или излившиеся (изверженные, вулканические).

К первым относятся гранит, сиенит, диорит, габбро; ко вторым — диабаз, андезит, базальт и др.

Осадочные горные породы образуются в результате разрушения земной коры. К ним относятся песчаники, сланцы, известняки, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. При бурении нефтяных и газовых скважин наиболее часты породы, состоящие из следующих минералов: глинистых (каолинита, монтмориллонита и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита), карбонатных (кальцита, доломита), оксидных (кварца и др.). Глинистые минералы — водные алюмосиликаты — характеризуются наличием частиц исключительно малого размера и чешуйчатым строением. Реже встречаются брекчии, галечники, кремни, каменная соль и др.

Метаморфические горные породы образуются в результате изменения внутреннего строения, химического состава и физических свойств пород под влиянием высоких температуры и давления (кварциты, мраморы, слюдяные сланцы и др.).

С происхождением пород связаны их петрографические характеристики, в том числе структура (строение) и текстура (сложение). Под структурой понимают особенности строения, обусловленные формой, размерами и способом сочетания минеральных зерен. Различают кристаллически-зернистую и обломочную структуры.

Классификация пород по А.В. Пустовалову приведена в табл. 2.1.

Кристаллические структуры бывают равномерно-зернистые и разнотернистые; порфировая структура характеризуется вкраплением кристаллов больших размеров на общем фоне мелкокристаллической породы.

Таблица 2.1

Классификация пород по структурным признакам

Структура	Размеры кристаллов, мм	Характеристика
Крупнокристаллическая	> 1,0	Кристаллы различаются невооруженным глазом
Среднекристаллическая	0,1 – 1,0	Кристаллы видны в лупу
Скрытокристаллическая	0,01 – 0,10	Кристаллы различимы под микроскопом
Пелитоморфная	0,01	Кристаллы и форма различимы только под микроскопом

По размерам обломков классификация горных пород приведена в табл. 2.2.

Под текстурой понимают расположение и распределение различных по структуре минеральных агрегатов. Различают массивную, слоистую, сланцевую, полосчатую и другие текстуры. Основным текстурным признаком осадочных пород — их слоистость. В некоторых породах слоистость выражена плитчатостью.

По строению горные породы подразделяются на кристаллические, аморфные и обломочные.

Кристаллическими бывают магматические и осадочные породы. Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения из водных растворов или в результате химических реакций, происходящих в земной коре. К ним относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доломиты и органогенные породы, являющиеся продуктами жизнедеятельности организмов.

Горные породы аморфного строения встречаются реже. К ним относятся естественные стекла — обсидианы, имеющие тонкокристаллическое или неполнокристаллическое строение, например кремни.

Важную группу составляют обломочные породы, которые образуются в результате выветривания, переноса под действием воды или ветра и дальнейшего их разрушения.

Горные породы могут быть однородными, неоднородными, изотропными и анизотропными.

Таблица 2.2

Классификация горных пород по размерам обломков

Размеры обломков, мм	Характер пород и сложение частиц обломков				
	Рыхлые		Сцементированные		Основные структуры
	Угловатые	Окатанные	Угловатые	Окатанные	
> 1000	Глыбы	Крупные валуны	—	—	—
100 — 1000	Мелкие глыбы	Валуны	—	—	—
10 — 100	Щебень	Галечник	Брекчия	Конгломерат	Грубообломочные (псефиты)
2 — 10	Дресна	Гравий	—	—	—
0,1 — 2	—	Песок	—	Песчаник	Песчаные (псаммиты)
0,01 — 0,1	—	Алеврит	—	Алевролит	Мелкоземлистые (алевриты)
< 0,01	—	Пелит (глина)	—	Аргиллит	Глинистые (пелиты)

Однородные породы обладают одинаковыми свойствами во всех точках, неоднородные — неодинаковыми свойствами в разных точках. Горные породы неоднородны по минералогическому составу. В большинстве случаев они полиминеральны. Они неоднородны по механическому составу зерен в массе породы, их взаимному расположению, пористости, проницаемости, прочности, по степени уплотненности, трещиноватости и т.д.

Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях; анизотропные — неодинаковыми свойствами в разных направлениях. Анизотропией обычно обладают кристаллы, многие породы слоистой и полосчатой текстуры, сланцы, глины и др. Анизотропия горных пород обуславливается главным образом их слоистостью. Упругие свойства и прочность горных пород резко различаются в зависимости от направления действия сил по отношению к плоскости напластования.

В механике горные породы по характеру связей между частицами подразделяются на три основные группы: скальные (прочные), силы взаимодействия между частицами которых, главным образом, электрические; нескальные (глинистые породы, грунты) с взаимодействием коллоидальных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков; сыпучие (раздельно-зернистые).

У прочных пород минеральные частицы связаны цементирующими веществами: кремнистыми (кварцевыми, халцедоновыми), железистыми, известковистыми, глинистыми, мергелистыми, гипсовыми и др. Наиболее прочные породы с кремнистой и железистой цементацией, наименее прочные — с глинистой и гипсовой. В первом случае имеем кварциты и кремнистые песчаники.

В нескольких (глинистых) породах минеральные частицы сцеплены коллоидными пленками кремнекислоты, а также пленочной, капиллярной водой и коллоидами глинистых и пылеватых частиц. Эти частицы — продукт механического распада и химического разложения минералов, они обладают малыми размерами ($< 0,05$ мм) и огромной удельной поверхностью. Поверхность этих частиц покрыта пленками воды, удерживаемыми электромолекулярными силами притяжения, достигающими у поверхности частицы нескольких сотен мегапаскалей. Молекулы воды образуют пленку толщиной в несколько десятков молекул так называемой прочносвязанной воды, вокруг которой располагается второй слой (под меньшим давлением) рыхлосвязанной воды. За этим слоем

имеется свободная вода, заполняющая поры. Связанная вода обладает большими плотностью и вязкостью, чем обычная. Благодаря силам сцепления нескальная порода в сухом состоянии образует довольно прочную массу, которая во влажном состоянии в зависимости от количества воды переходит в пластическое и даже текучее состояние. Нескальные породы могут содержать также песчаные частицы, которые придают породе некоторую жесткость за счет трения между частицами.

Сыпучие горные породы представляют собой скопления не связанных друг с другом минеральных частиц (зерен, обломков). Главные минеральные компоненты песков — кварц, полевые шпаты и обломки различных пород и минералов. В меньшем количестве встречаются слюда, карбонаты, глаукозит, пирит, магнетит и др.

Горные породы неоднородны по минералогическому составу, распределению зерен в массе породы, пористости и проницаемости, степени уплотненности и трещиноватости. Такая неоднородность играет весьма важную роль в процессах разрушения горной породы, их эффективности, так как неоднородность имеет большое значение при оценке их прочностных свойств.

2.2. МЕХАНИЧЕСКИЕ И АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности относится к механическим свойствам.

Способность горных пород изменять без разрушения форму и размеры в результате направленного на них силового воздействия называется деформируемостью.

Прочность горных пород — это способность их в определенных условиях воспринимать силовые воздействия без разрушения.

Реальная (техническая) прочность отличается от теоретической, под которой понимается прочность связи между элементарными частицами, слагающими идеальную кристаллическую решетку. Например, одностороннее растяжение ионного кристалла (по Г.С. Жданову) составляет 3000 МПа. Для реальных тел отношения теоретической прочности к технической достигают больших значений: для железа — 4500, цинка — 2000, хлористого натрия — 600, кварца — 90.

Твердость пород — это их способность сопротивляться внедрению в них постороннего тела.

Горные породы могут деформироваться в пределах упругости и претерпевать пластические (остаточные) деформации.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий называется упругостью.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействий называется пластичностью.

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругой и пластической деформаций, так как не являются идеально упругими или идеально пластическими телами.

Минералы в большинстве случаев деформируются как упругохрупкие тела: их разрушение характеризуется моментом, когда напряжения достигают предела упругости; деформации следуют закону Гука. Повышение температуры и всестороннего давления может привести к тому, что минералы будут деформироваться как упругопластические тела.

Горные породы деформируются, не следуя закону Гука; вследствие их дисперсного строения их связь между напряжением и деформацией носит сложный характер.

Упругое поведение тела, в том числе горных пород, может быть охарактеризовано модулем Юнга (упругости) E , коэффициентом Пуассона μ или модулем сдвига G . Иногда необходимо знать модуль объемного сжатия k . Указанные константы изотропного тела взаимно связаны:

$$\begin{aligned} E &= 2G(1 + \mu); \\ T &= 3k(1 - \mu). \end{aligned} \tag{2.1}$$

Для горных пород, которые относятся к анизотропным телам, константы E и μ должны быть заданы в виде кривых в зависимости от направления.

Модуль упругости определяется рядом факторов. Различают модуль упругости E , возникающий при однократном нагружении; модуль упругости E_n , получаемый в результате исключения остаточных деформаций методом многократной нагрузки и разгрузки; динамический модуль упругости E_d , вычисляемый по скорости распространения упругих волн. Они различны: $E < E_n < E_d$.

Модули упругости, полученные при испытании образцов горных пород для различных видов деформации при растяжении E_p , изгибе $E_{из}$ и сжатии $E_{сж}$, неодинаковы: $E_p < E_{из} < E_{сж}$. Количественное соотношение примерно следующее: $E_{из}/E_p = 1,1 \div 3$; $E_{из}/E_{сж} = 0,25 \div 0,35$.

Породы одного и того же минералогического состава, но разной степени уплотненности имеют разные модули упругости. Если породы находятся под все увеличивающимся напряжением, то они имеют повышенные значения E .

Модуль упругости горных пород по мере увеличения глубины их залегания возрастает. Наибольшее влияние на модуль упругости оказывают минералогический состав, структура, текстура, условия залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства, и др.

Повышение песчаности приводит к увеличению E породы. Его значения определяются в основном модулем упругости основного породообразующего минерала, но $E_{сж.п} < E_{сж.м}$.

Ниже приведены модули упругости при сжатии некоторых минералов:

Минерал.....	Кварц	Кальцит	Гипс	Галит
$E_{сж.м} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	7,9–10	5,8–9,0	1,2–1,5	2,4–2,6

По мере увеличения карбонатности осадочных горных пород модуль упругости возрастает. При прочих равных условиях мелкозернистые породы имеют более высокий модуль Юнга, чем крупнозернистые.

Ниже представлены значения $E_{сж.п}$ для горных пород:

Порода.....	Глинистый сланец	Известняк	Доломит
$E_{сж.п} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	1,5–2,5	1,3–2,5	2,1–16,5
Порода.....	Мрамор	Песчаник	Кварцит
$E_{сж.п} \cdot 10^{-6}$, МПа.....	3,9–9,2	3,3–7,8	7,5–10,0

Модуль упругости у горных пород с равномерно распределенной пористостью закономерно понижается с повышением пористости. Породы одинаковой пористости, но разного минералогического состава (кварциты, граниты, мраморы) в пределах нагрузок 10–100 МПа имеют примерно одинаковое значение E .

По Л.А. Шрейнеру, для целей бурения модуль упругости можно определить по формуле

$$E_{ш} = \frac{p(1-\mu^2)}{2d_{ш}\xi_{уп}},$$

где $E_{ш}$ — модуль упругости породы при вдавливании цилиндрического штампа, Па; p — нагрузка на штамп, соответствующая деформации, Н; μ — коэффициент Пуассона; $d_{ш}$ — диаметр штампа, м; $\xi_{уп}$ — упругая деформация, м.

Модуль упругости $E_{ш}$, кроме того, зависит от пористости пород, минералогического состава, направления действия деформирующих сил по отношению к слоистости породы и т.д.

Если $E_{\parallel}$ — модуль упругости параллельно, а $E_{\perp}$ — модуль упругости перпендикулярно к напластованию, то $E_{\parallel}/E_{\perp}$, для глинистых пород доходит до 2, для песчаников — до 1,2, для алевролитов — до 1,4. Это отношение характеризует степень упругой анизотропии горной породы.

С увеличением влажности горных пород модуль упругости существенно снижается. По Л.А. Шрейнеру, горные породы в зависимости от модуля упругости подразделяются на восемь категорий.

Коэффициент Пуассона μ для горных пород — величина, изменяющаяся в пределах 0,10—0,45. Ниже приведены значения μ для горных пород:

Порода..... μ	Глины пластичные 0,38—0,45	Глины плотные 0,25—0,35	Глинистые сланцы 0,10—0,20	
Порода..... μ	Известняки 0,28—0,33	Песчаники 0,30—0,35	Каменная соль 0,44	Гранит 0,26—0,2

Коэффициент Пуассона уменьшается с увеличением деформирующей нагрузки: для известняка изменение нагрузки в пределах 10—250—500 Н приводит к уменьшению μ до 0,28.

Направление приложения нагрузки, параллельное и перпендикулярное к напластованию, показывает, что $\mu_{\parallel} > \mu_{\perp}$. Модуль сдвига и модуль объемного сжатия горных пород вычисляют, определив E и μ .

Л.А. Шрейнер и другие показали, что коэффициент Пуассона зависит от метода испытаний: при динамических испытаниях он меньше, чем при статических, и в некоторых случаях во много раз (для доломитов и известняков, например, в 1,7—2,1 раза).

Изучение процессов разрушения горных пород и исследование устойчивости горной выработки часто требуют знания их сжимаемости. Она характеризуется коэффициентом объемного сжатия

$$\beta = \frac{1}{V_0} \frac{dV}{dp},$$

где V_0 — объем при нормальных значениях давления и тем-

пературы; dV — уменьшение объема при увеличении давления на dp .

Горные породы под действием всестороннего давления уменьшают свой объем следующим образом: для большинства горных пород $\beta = 10^{-6} \div 10^{-7}$, т.е. объем горных пород при увеличении давления на 0,1 МПа уменьшается на несколько миллионных или даже десятимиллионных долей их первоначального объема. С увеличением давления коэффициент объемного сжатия горных пород уменьшается. Например, для известняка при небольших давлениях значение β высоко и составляет $(2,3 \div 2,7) \cdot 10^{-6}$, а при давлениях выше 200 МПа оно достигает $1,39 \cdot 10^{-6}$, т.е. значений β для кальцита, остающегося несжимаемым вплоть до давления 1000 МПа.

Горные породы принято делить на хрупкие и пластичные при обычных условиях. Изменение условий испытания перемещает границу между хрупкостью в ту или иную сторону. По В.С. Федорову, хрупкость, а значит, и пластичность, следует рассматривать как состояние тела, а отнюдь не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и к веществу, связывающему зерна, температура и время действия сил и их значение. При определенных сочетаниях этих факторов горные породы могут вести себя как хрупкие или как пластичные тела. Л.А. Шрейнер с сотрудниками на основании экспериментов при вдавливании штампа в образцы горных пород классифицировал их на упругохрупкие, упругопластичные и не дающие общего хрупкого разрушения. При этом были установлены и характерные кривые деформации.

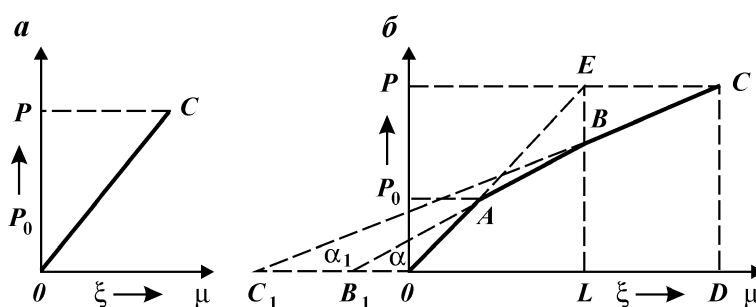


Рис. 2.1. Диаграмма деформации при вдавливании штампа, построенная в координатах $\hat{\epsilon}$ и ξ :

a — в упругохрупкую породу; b — в упругопластичную породу

При построении и анализе диаграммы (рис. 2.1) деформации в координатах $p - \xi$ (соответственно нагрузка в ньютонах и деформация в микрометрах) тангенсы углов наклона AB (α) и BC (α_1) характеризуют упрочаемость породы при пластическом деформировании: точка A пересечения линий OA (в упругой области) и AB (в пластической области) дает значение нагрузки P_0 , по которому можно судить о пределе текучести.

Л.А. Шрейнер с сотрудниками под мерой пластичности понимают некоторый коэффициент K_{Π} , получаемый как отношение общей работы, затраченной до разрушения (площадь $OABCD$), к работе упругих деформаций (площадь OEL). Точка C соответствует значению нагрузки P , при которой наступает общее разрушение образца горной породы под штампом.

Для упрягохрупких пород K_{Π} принимается равным единице. Породы осадочной толщины к этой категории практически не относятся. Для этих пород K_{Π} удовлетворяется неравенством $1 < K_{\Pi} < 6$. К ним относятся известняки, доломиты, песчаники и другие породы.

Породы, для которых $K_{\Pi} > 6$, относят к классу пород, "не дающих общего хрупкого разрушения". К ним относятся глинистые сланцы; K_{Π} , равный практически бесконечности, характеризует глины.

Пластические свойства горных пород существенно изменяются с изменением их минералогического состава и пористости. Например, при постоянной пористости K_{Π} горной породы увеличивается по мере уменьшения ее карбонатности или глинистости. Породы с постоянной карбонатностью показывают увеличение K_{Π} с ростом пористости.

Л.А. Шрейнер и его сотрудники считают, что по пластичности горные породы можно разделить на шесть категорий:

Категория пород.....	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности	1	1-2	2-3	3-4	4-6	6

Прочность — одно из основных свойств горных пород. Ее можно определить как сопротивление тел механическому разрушению. Характер деформации играет существенную роль. Наиболее часто используются данные по пределам прочности при разрыве R_p (растяжение), изгибе R_{Π} , сжатии $R_{сж}$, скалывании τ_s (сдвиге, срезе).

Понятие о твердости менее определено, и применительно к внедрению долота, условно состоящего из своеобразных клиньев ("штампов"), может быть сформулировано как со-

противляемость горной породы внедрению в нее штампа. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела. Между показателями прочности и твердости существует корреляционная связь. Прочность горных пород зависит от ряда факторов, главные из которых — минералогический состав, размер и форма зерен кристаллов породы, структура, текстура, тип цемента, количественное соотношение между цементом и материалом породы, пористость и слоистость, уплотненность, перемятость, водонасыщенность и некоторые другие. Значительное влияние на прочность оказывают вид деформации, масштабный фактор, скорость приложения нагрузки и др. Рассмотрим некоторые из них.

Прочность материалов определяется силами сцепления и внутреннего трения. Между прочностью горных пород и их сцеплением существует прямая связь. Интенсивность сцепления C можно определить через предел прочности при сжатии $R_{сж}$ и угол внутреннего трения φ

$$C = \frac{R_{сж}(1 - \sin \varphi)}{2 \sin \varphi}$$

или через предел прочности на разрыв R_p

$$C = \frac{R_p(1 + \sin \varphi)}{2 \sin \varphi}.$$

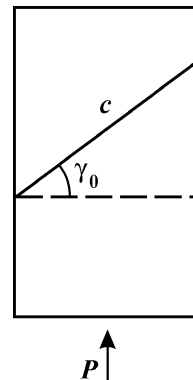
Интенсивность сцепления численно почти равна пределу прочности при разрыве: $C \approx R_p$.

По сечению образца горной породы прочность не везде одинакова: ее значения максимальны при разрушении зерна породы, меньше — в местах связи зерен и равны нулю в порах, трещинах.

Интенсивность сцепления часто определяется из условия разрушения на сдвиг, что обусловлено силами сцепления и силами трения. В общем случае сдвиг происходит не по плоскости, а по некоторой зоне толщиной, превышающей размер частиц породы. Силу внутреннего трения f принято оценивать коэффициентом или углом внутреннего трения φ , $\operatorname{tg} \varphi = f$; $\varphi = 2\gamma_0 - 90^\circ$, где γ_0 — определяемый экспериментальным путем угол некоторой площадки s в образце породы к горизонту, на которой при приложении нагрузки устанавливается равновесие сил (рис. 2.2).

Главные породообразующие минералы обладают различной прочностью; наивысшая прочность, достигающая 500 МПа, у кварца. При прочих равных условиях во всех

Рис. 2.2. Схема разрушения образца породы под действием сжимающих усилий



осадочных горных породах с увеличением количества растворенного кварца прочность возрастает. Прочность кварцитов и кремния достигает 300 – 500 МПа, у карбонатных пород она меньше. Так, прочность основных породообразующих минералов кальцита и доломита составляет соответственно 160 и 200 МПа. Прочность обломочных цементированных пород определяется минеральным составом цементирующего вещества. Наиболее слабые места этих конгломератов находятся на поверхностях контакта обломочного и цементирующего материалов.

По В.С. Федорову, прочность на разрыв горных пород выше, если зерна, ее составляющие, меньших размеров. Прочность на скалывание слабо зависит от размера зерен. Разнозернистые горные породы характеризуются повышенной прочностью по сравнению с теми, у которых размеры зерен примерно одинаковы.

Как правило, горные породы, имеющие "цемент" соприкосновения, менее прочны, чем породы, имеющие цемент пор. При прочности цементирующего вещества ниже прочности классических зерен породы с базальным цементом оказываются более прочными, чем породы с цементом пор.

Прочность пород при сжатии с низкой пористостью (0,5 – 2,0 %) существенно зависит от формы и характера взаимного расположения зерен. Так, у сланцев она при этом изменяется от 70 до 250 МПа.

Еще большее влияние эти факторы оказывают на известняки.

Увлажнение горных пород приводит к снижению их прочности: для глинистых пород падение прочности весьма резкое; скальные породы снижают прочность значительно меньше — до 20 – 30 %. Увлажнение до 16 – 18 % повышает, а водонасыщение резко снижает прочность песков. Насыщение пород нефтью понижает их прочность.

Прочность при сжатии горных пород возрастает с увеличением уплотнения по линейному закону. В.С. Федоров считает, что прочность пород увеличивается от свода к крыльям с ростом глубины залегания.

Существенное влияние на прочность горных пород оказы-

вает вид деформации. При прочих равных условиях пределы прочности при растяжении R_p , скалывании R_c , изгибе $R_{и}$ и одноосном сжатии $R_{сж}$ располагаются в следующем порядке: $R_p < R_c < R_{и} < R_{сж}$.

Ориентировочно их соотношения для разных пород выражаются значениями

$$\frac{R_p}{R_{сж}} = \frac{1}{20} \div \frac{1}{35};$$

$$\frac{R_c}{R_{сж}} = \frac{1}{6} \div \frac{1}{13};$$

$$\frac{R_{и}}{R_{сж}} = \frac{1}{10} \div \frac{1}{3}.$$

При испытании образцов горных пород четко проявляется закономерность: при увеличении линейных размеров кубиков от 2 до 10 см наблюдается резкое увеличение предела прочности на сжатие. У образцов размером от 10 до 20 см $R_{сж}$ возрастает, но менее выражено, приближаясь к некоторому значению. Прочность зерен закономерно уменьшается с увеличением размера зерен. В.С. Федоров построил характерную кривую, дающую наглядное представление о влиянии линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и образцов горных пород (кубиков) при одноосном сжатии (рис. 2.3).

Результаты испытаний горных пород на одноосное сжатие существенно зависят от скорости приложения разрушающих усилий. Так, при изменении скорости нарастания напряжения от 1,9 до 4,0 МПа/с прочность испытуемых пород возрастала от 155 до 175 МПа. По В.С. Федорову, при "мгновенном" действии разрушающих сил прочность известняков, песчаников, глинистых сланцев увеличивается на 10–15 % по сравнению с

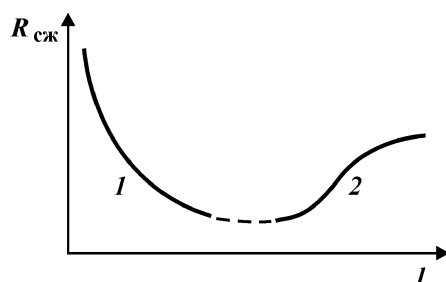


Рис. 2.3. Влияние линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и горных пород при одноосном сжатии:
1 — зона зерен минералов; 2 — зона крупных образцов (кубики)

замедленным приложением сил. Аналогичная закономерность прослеживается и в случае испытания других горных пород. Скоростной эффект большее влияние оказывает на пластичные породы, меньшее — на хрупкие.

Горные породы разрушаются и при нагрузках, меньше критических, но действующих в течение продолжительного времени. Временная прочность пород зависит от наличия или отсутствия дефектов в образцах.

Твердость горных пород является одним из свойств, представляющих интерес с позиции механики разрушения. Существует несколько способов определения твердости горных пород. Наиболее известный — по шкале Мооса. Твердость породы определяется направлением (оставлением риски) с помощью указанных минералов. Номер минерала, который первым наносит риску на испытуемом материале, определяет его цифровую характеристику.

Другой возможный метод определения твердости горных пород — динамический метод Шора. Л.А. Шрейнер установил зависимость между твердостью минералов шкалы Мооса, измеряемой прибором Кнупа, $\rho_{\text{кн}}$ и коэффициентом отскока k на приборе Шора: $\rho_{\text{кн}} = 18(1,054)^{100k^2}$.

В последние годы получил распространение метод определения твердости горных пород, разработанный Л.А. Шрейнером и его сотрудниками. Сущность метода заключается во вдавливании в плоскую, хорошо отшлифованную поверхность испытываемого тела, пуансона (штампа), имеющего плоское основание и известный диаметр, с замером нагрузок, деформации до разрушения, параметров зоны разрушения, а также в вычислении показателей механических свойств.

Деформацию измеряют с помощью индикатора с точностью отсчетов от 0,001 до 0,002 мм в зависимости от условий испытания. Нагрузка на пуансон прилагается ступенями, ее повышают через малые интервалы, внутри каждого из которых деформация должна пройти до конца.

Затем строят график зависимости деформаций от напряжений — кривую деформации при вдавливании штампа (см. рис. 2.1).

Несколько условно кривую деформации делят на участок OA — область упругой деформации и участок AB — область пластической деформации с последующим хрупким разрушением. При испытании хрупких пород участок AB будет отсутствовать. Пластичные породы не имеют хрупкого разрушения. В этом случае за меру твердости принимается предел текучести, чему соответствует точка P_0 на ординате P .

Нагрузка P_0 , отнесенная к площади штампа S , представляет собой предел текучести (в Па): $\sigma_0 = P_0/S$.

Упругие свойства пород могут с некоторой степенью приближения характеризоваться наклоном прямой OA к оси абсцисс. Приближенное значение модуля упругости горной породы при нагрузке, соответствующей любой точке прямой OA , может быть определено из зависимости $E = 0,94P/2a\epsilon$, где ϵ — деформация, соответствующая нагрузке P ; a — радиус штампа.

Коэффициент пластичности принимается равным отношению общей работы, затрачиваемой для хрупкого разрушения (площадь $OABCD$), к работе упругих сил (площадь OEL).

Для горных пород, которые не дают общего хрупкого разрушения (пластичные породы), коэффициент пластичности принимается условно равным бесконечности.

В табл. 2.3 приводятся механические свойства некоторых горных пород.

По Л.А. Шрейнеру, породы делятся на три группы, включающие 12 категорий:

Группа.....	I			
Категория.....	1	2	3	4
Твердость, МПа	0,5–1,0	1,0–2,5	2,5–5,0	5,0–10,0
Группа.....	II			
Категория.....	5	6	7	8
Твердость, МПа	10–15	15–20	20–30	30–40
Группа.....	III			
Категория.....	9	10	11	12
Твердость, МПа	40–50	50–60	60–70	> 70

К первой группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабосцементированные пески, мергели с прослоями песка, суглинки, известняк-ракушечник, мергели и др.); ко второй — упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, доломиты, кварцево-карбо-

Таблица 2.3

Механические свойства горных пород (по Л.А. Шрейнеру)

Горные породы	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Модуль упругости $E \cdot 10^{-1}$, МПа
Глины	100–250	> 1–3	0,25–0,5
Аргиллиты	250–500	> 1–3	0,5–1,0
Мергели	50–250	1–3	< 0,5
Песчаники кварцевые	250–2500	> 1–4	0,5–5,0
Известняки	1000–2000	2–6	1–5
Гипсы	250–500	> 1–6	0,5–2,5
Кремнистые породы	≥ 5000	1–3	> 10

натные и др.); к третьей — упругохрупкие, как правило, изверженные и метаморфические породы. Из осадочных пород к последней группе относятся кварциты, кремни и окремненные карбонаты. В основном эта шкала совпадает с 12-балльной шкалой геологоразведочного бурения. Многолетний опыт бурения подтверждает ее практическую целесообразность.

Подавляющее большинство горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения, относятся к первым восьми категориям (табл. 2.4).

По пластичности горные породы Л.А. Шрейнер разделил на шесть категорий (табл. 2.5). К первой относятся упругохрупкие; ко второй, третьей, четвертой и пятой — упругопластичные и к шестой — не дающие хрупкого разрушения и упругопластичные породы с коэффициентом пластичности $k_{\text{п}} > 6$, так как они по своему поведению при разрушении близки к породам, не дающим хрупкого разрушения.

По методике Л.А. Шрейнера весьма трудно отличить высокопластичную породу от высокопористой. Пластичность пород этих видов условно принимается равной бесконечности, когда у них вполне определенным коэффициент пластичности.

Методика Л.А. Шрейнера является весьма трудоемкой, поэтому используется только при научных исследованиях. Из-за сложности оборудования и требований высокой квалификации операторов и специалистов в производственных условиях она пока не применяется.

Твердость горных пород, определенная по описанной методике, значительно выше предела прочности на сжатие.

Аналитически (по Генки) твердость (прочность при вдавливании цилиндра с плоским основанием) может быть выражена так:

$$p_{\text{ш}} = p_{\text{сж}}(1 + 2\pi).$$

Твердость, рассчитанная по этой формуле, в 7 раз выше предела прочности при сжатии $p_{\text{сж}}$. Практически эта формула относительно точна для тех малопрочных пород (глин, глинистых сланцев), при определении твердости которых нормальные сжимающие напряжения в момент разрушения невелики.

Поскольку прочность и твердость горных пород взаимосвязаны, на последнюю оказывают влияние те же факторы и в том же направлении, что и на твердость. Твердость горных пород в определяющей степени зависит от минералогического состава. Твердость горных пород существенно зависит от

Таблица 2.5

Горные породы			Класс							
			Хрупкие	Пластично-хрупкие				Не дающие разрушения		
				Подкласс						
			Хрупкие	Малопластичные	Среднепластичные	Пластичные		Очень пластичные		
			Категория							
			1	2	3	4	5	6		
			Коэффициент пластичности k_n							
			1	> 1–2	2–3	3–4	4–6	≥ 6		
			Глины							
			Мергели							
			Аргиллиты, глинистые сланцы							
			Окремнелые глинистые породы							
Обломочные	Песчаники кварцевые	С глинистым базальным цементом								
		С глинистым поровым цементом								
		С карбонатным и сульфатным базальным цементом								
		С контактным кварцевым цементом								
	Алевриты кварцевые	С регенерационным кварцевым цементом								
		С глинистым базальным цементом								
		С глинистым поровым цементом								
		С карбонатным базальным цементом								

Продолжение табл. 2.5

Горные породы			Класс					
			Хрупкие	Пластично-хрупкие				Не дающие разрушения
			Подкласс					
			Хрупкие	Малопластичные	Среднепластичные	Пластичные		Очень пластичные
			Категория					
			1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности $k_{\text{п}}$								
1	> 1–2	2–3	3–4	4–6	≥ 6			
Карбонатные	Известняки	С контактным кварцевым цементом						
		С регерационным кварцевым цементом						
		Пелитоморфные						
	Долмиты	Мелкозернистые						
		Органогенные, органо-генно-обломочные						
		Пелитоморфные						
Галоидные и сульфатные		Каменная соль						
		Гипс						
		Ангидрит						
Кремнистые								

содержания в них кварца и полевых шпатов. Присутствие кварца влияет на твердость глинистых пород некарбонатного типа, меньше — на твердость глинистых пород и чистых мергелей. Твердость в этой группе пород изменяется линейно, пропорционально количеству присутствующего кварца. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от карбонатной составляющей, а песчаников и алевролитов — от типа цементирующего материала. При прочих рав-

ных условиях твердость повышается от типа цемента (слева направо): глинистый → гидрослюдисто-глинистый → карбонатный → базальтовый.

Существенно влияют на твердость структура породы и пористость. Некоторые факторы влияют на $R_{сж}$ и твердость неодинаково и в противоположных направлениях: например, геотектонический фактор — предел прочности при сжатии $R_{\perp}$ перпендикулярно к напластованию больше предела прочности $R_{\parallel}$ параллельно напластованию ($R_{\perp} > R_{\parallel}$), тогда как для твердости результаты прямо противоположны, причем $R_{\parallel} > R_{\perp}$; $R_{\parallel}/R_{\perp} = 1,1 \div 1,8$.

На твердость горных пород оказывают влияние технико-технологические факторы: масштабный, формы и скоростной. Чем выше твердость горной породы, тем отчетливее влияние масштабного фактора, и чем больше размеры площади штампа, тем выше твердость (до определенного размера).

Твердость имеет наименьшие значения при внедрении заостренных наконечников (конусы, клинья) и наибольшие — при плоских торцах при прочих равных условиях. При мгновенном приложении нагрузки твердость горной породы выше, чем при медленном вдавливании, причем эффект в данном случае больший, чем при определении $R_{сж}$.

Твердость должны определять по стандартной, отработанной методике при проверенных и установленных технико-технологических факторах (форма, скорость нагружения, размеры образца и штампа, угол внедрения штампа в образец, плоскость поверхности и др.).

При оценке рабочего инструмента для разрушения горных пород существенную роль играет характер разрушения пород различного класса. Для упругохрупких и упругопластичных пород зоны разрушения гораздо больше зоны контакта породы и штампа; для пород, не дающих хрупкого разрушения, размеры разрушения и контакта одинаковы (рис. 2.4). Углубление в последнем случае больше.

Отношение глубины погружения штампа после разрушения породы δ к ее деформации E (упругой и пластичной) до разрушения является показателем, по которому породы делятся на различные классы. Для упругохрупких пород отношение $\delta/E > 5,0$, для упругопластичных оно равно $2,5 - 5,0$ и для пород, не дающих хрупкого разрушения, равно единице.

Для оценки сопротивляемости горных пород разрушению при бурении пользуются также понятием критического напряжения $\sigma_{кр}$. По В.С. Федорову, критическое напряжение — это отношение нагрузки на долото p_{λ} , при которой начина-

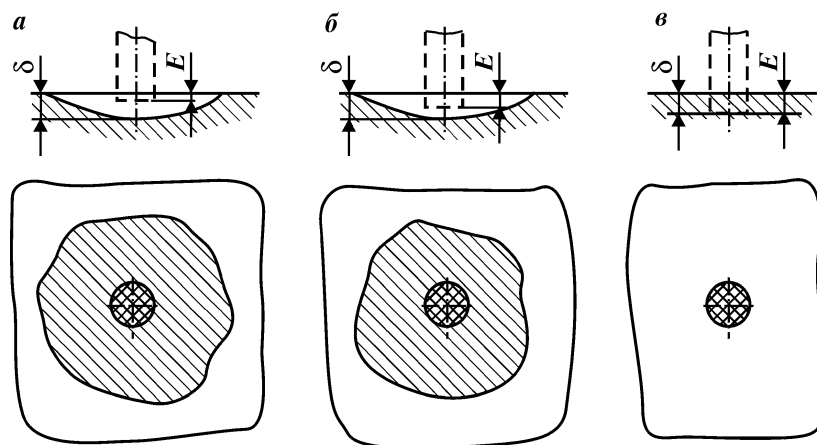


Рис. 2.4. Схемы разрушения пород при вдавливании штампа:

a, б — для пород упругохрупких и упругопластичных; *в* — для пород, не дающих общего хрупкого разрушения

ется активное объемное разрушение породы, к первоначальной площади контакта. Величина $\sigma_{кр}$ характеризует сопротивление породы проникновению в нее рабочих элементов долота и определяется из данных бурения.

Эта величина и твердость по штампу (по Л.А. Шрейнеру) имеют одинаковую физическую сущность и между ними устанавливается корреляционная связь. Твердость по Л.А. Шрейнеру определять проще, чем $\sigma_{кр}$, поэтому она более предпочтительна.

Абразивная способность горных пород — это способность изнашивать разрушающий их инструмент. Это понятие связано с понятием о внешнем трении и износе. Абразивная способность горных пород и механизм ее проявления пока еще недостаточно изучены.

Суммируя отдельные, порой субъективные и противоречивые данные, В.С. Федоров выделил основные положения абразивной способности горных пород применительно к бурению, которые приведены ниже.

Главная причина абразивного износа твердых тел — неровности на соприкасающихся поверхностях. Поверхности касаются только в точках контакта. В случае не очень больших давлений на соприкасающихся поверхностях площадь истинного контакта составляет лишь $2 \cdot 10^{-5}$ — $2 \cdot 10^{-4}$ части полной площади поверхности, т.е. весьма малую ее часть.

Соприкасающиеся поверхности находятся под действием точечных нагрузжений. Число мест контакта значительно, но площадь их соприкосновения мала. В точках контакта поверхность подвергается одновременному действию усилий, направленных вдоль и нормально к поверхности. Тогда процесс абразивного износа определяется большим числом отдельных царапаний и сколов, вызывающих непрерывное скобливание с рабочих поверхностей разрушающего инструмента стружек и соскобов.

В общем случае абразивный износ — процесс весьма сложный. В одних участках обеспечивается механическое сцепление (царапание), и здесь сопротивление трения обуславливается прочностью на срез — взаимно внедрявшихся элементов поверхности. В других участках обеспечивается молекулярное сцепление и сопротивление разрушению связано с преодолением молекулярных сил. Практически при бурении молекулярными силами можно пренебречь.

Объемный износ

$$V = \delta \mu_v p f s,$$

где δ — коэффициент износа; μ_v — кинетический коэффициент внешнего трения; p — твердость горной породы, f — площадь соприкосновения трущихся поверхностей; s — путь трения.

Тогда для одного и того же изнашивающегося материала при прочих равных условиях при соприкосновении с разными породами (в пределах определенного класса) можно записать:

$$V_1/V_2 = \mu_1 p_1 / \mu_2 p_2,$$

где μ_1 , p_1 — соответственно коэффициент внешнего трения и твердость одной породы; μ_2 , p_2 — то же, другой породы.

Следовательно (по В.С. Федорову), для бурения мерой относительной абразивной способности горной породы может служить произведение коэффициента внешнего трения и твердости. Тогда факторами, определяющими абразивную способность горных пород, являются факторы, влияющие на ее твердость, и кинетический коэффициент внешнего трения. На последний существенное влияние оказывают твердость горных пород, размер и форма зерен, слагающих породу, нормальное давление, скорость скольжения, среда, в которой находятся трущиеся поверхности, температура и некоторые другие.

Коэффициент трения о породу тем больше, чем выше ее

твердость при одинаковом минералогическом и зерновом составе, что объясняется затрудненным выламыванием зерен из породы повышенной твердости, а также тем, что разрушающий инструмент царапается более интенсивно.

По тем же причинам μ_v выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными и ребристыми зернами, чем при трении о крупнозернистые породы с окатанными зернами.

При трении инструмента о породу (нешлифованную) коэффициент μ_v является возрастающей функцией нормального давления вплоть до момента, когда это давление не станет равным твердости породы. В дальнейшем μ_v остается примерно постоянным.

Для расчетов при бурении в реальных породах μ_v следует определять при нормальных давлениях на трущихся поверхностях. Установлено, что при росте скорости скольжения коэффициент трения изменяется, имея максимум; при увеличении нормального давления максимум μ_v смещается в сторону меньших скоростей. При сухой чистой поверхности горных пород коэффициент трения имеет наивысшие значения для данной пары. Смоченная водой порода для той же пары имеет более низкие значения μ_v , которые еще более снижаются при покрытии поверхности горной породы буровым раствором.

Температура выше 200 °С способствует повышению коэффициента трения. В случае применения твердосплавных разрушающих инструментов влияние температуры начинает проявляться при более высоких ее значениях.

2.3. ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И ВОДОНАСЫЩЕНИЯ НА НЕКОТОРЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Гравитационные силы, тектонические напряжения, давления насыщающих породу флюидов вызывают напряженное состояние, испытываемое горными породами в земной коре и называемое горным давлением p_r , которые принято определять в зависимости от плотности ρ_0 вышележащих пород и глубины рассматриваемой точки z , т.е. $p_r = \rho_0 g z$.

Давление, обусловленное сопротивлением массива ради-

альной деформации выделенного объема породы, называется боковым давлением p_o и зависит от горного давления p_r .

$$p_o = \frac{\mu}{1-\mu} p_r,$$

где μ — коэффициент Пуассона.

Наконец, флюиды, находящиеся в пластах под определенным так называемым поровым давлением, в особенности вода, оказывают весьма серьезное влияние на поведение горных пород и их свойства в конкретных условиях. Наиболее полно изучено влияние всестороннего сжатия на изменение поведения горных пород, хотя при этом возникают значительные сложности.

В.В. Булатов на основании большого количества экспериментальных работ пришел к следующим выводам.

1. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от всестороннего сжатия. Чем меньше твердость, тем заметнее влияние на нее всестороннего давления. Особенно интенсивен рост твердости при давлении 70–80 МПа.

Для песчано-алевролитовых горных пород закономерности изменения твердости при повышении всестороннего давления те же, но наибольшее повышение твердости пород наблюдается при давлении до 30 и выше 80 МПа.

2. Пластические свойства глинисто-карбонатных пород изменяются в условиях всестороннего давления следующим образом.

С повышением всестороннего давления предел текучести и коэффициент пластичности пород увеличиваются, при этом темп "упрочнения" пород под штампом возрастает. При определенном давлении коэффициент пластичности k для каждой породы скачком изменяется до $k = \infty$. Чем выше коэффициент пластичности породы, тем заметнее влияние давления на рост последнего. С увеличением давления темп роста коэффициента пластичности снижается.

В.В. Булатовым установлена зависимость механических свойств горных пород, определенных методом вдавливания, от совместного влияния давления и температуры. Он показал, что известняки верхнего мела (Чечня и Ингушетия), находящиеся в условиях высокой температуры, с ростом давления переходят в категорию пород, не дающих хрупкого разрушения.

С увеличением давления предел текучести пород при температуре 150 °С возрастает. Темп роста предела текучести

превышает увеличение давления. Предел текучести и твердость пород при постоянном давлении (30 МПа) уменьшаются с ростом температуры. При постоянной температуре с ростом давления условный коэффициент пластичности горных пород увеличивается: наиболее интенсивный рост его прослеживается до давления 20–25 МПа. При постоянном давлении с ростом температуры коэффициент пластичности понижается, особенно интенсивно при увеличении температуры до 100 °С.

Весьма своеобразно влияние жидкости, особенно воды, на поведение горных пород при воздействии всестороннего сжатия.

Б.В. Байдюк и Л.А. Шрейнер изучили влияние напряженно-го состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах. Они пришли к выводу, что пластичные глинистые породы могут сохранять устойчивость до значительных глубин даже при небольшой плотности жидкости, если не происходит их увлажнения, которое существенно снижает прочностные свойства. Поэтому резко уменьшается глубина устойчивого состояния ствола, сложенного из этих глин.

Общая закономерность для всех горных пород — уменьшение прочности при насыщении их водой.

Вода, и особенно вода с растворенными в ней поверхностно-активными веществами (ПАВ), существенно понижает (эффект П.А. Ребиндера) поверхностную энергию горной породы (чем выше избыточная поверхностная энергия, тем больше прочность породы), тем самым уменьшая ее прочность и твердость.

Жидкость, находящаяся в порах горной породы, также оказывает влияние на ее свойства. В случае неизолированного образца (массива) горной породы при создании гидравлического давления в поры породы будет проникать жидкость, создающая давление. В этом случае на скелет породы действует разность между внешним гидравлическим и поровым давлениями. Если разность мала, что обычно наблюдается, то механические свойства породы при создании всестороннего гидравлического сжатия заметно не изменяются. Если при всестороннем гидравлическом сжатии прочность породы повышается, то поровое давление способствует снижению предела текучести и прочности.

Известно, что горные породы в условиях их разрушения на забое скважины не находятся в объемно-напряженном состоянии в пределах зоны разрушения и предразрушения (А.Ф. Афанасьев). При наличии капиллярного давления, равного 200–250 МПа, жидкость проникает в трещиноватые участки забоя, образуемые долотом, и устраняет всестороннее давление в области разрушения. В условиях забоя скважины в процессе разрушения порода не изолирована от воздействия бурового раствора и его фильтрата. Следовательно, в процессе разрушения породы забоя жидкость бурового раствора фильтруется сквозь забой, что способствует уравниванию гидростатического давления в пределах глубины проникновения жидкости.

Прочностные и пластические свойства горных пород при вдавливании штампа в условиях всестороннего давления проявляются эффективнее, если скорость фильтрации жидкости через верхний торец образца мала по сравнению со скоростью вдавливания штампа. И наоборот, если фильтрация жидкости опережает внедрение штампа, происходит частичное (или полное) уравнивание гидростатического давления. При полном уравнивании гидростатического давления на поверхности образца и на глубине внедрения штампа эффект упрочнения полностью снимается; порода деформируется как в атмосферных условиях.

В низкопроницаемых горных породах наиболее активная фильтрация жидкости через поры (в отличие от закона Дарси) начинается только по достижении некоторого всестороннего давления, зависящего от проницаемости пород (при высокопроницаемых — от вязкости бурового раствора). Такое увеличение давления способствует упрочнению пород. С превышением этого значения давление в порах уравнивается, и эффект всестороннего давления снимается (В.Ф. Целовальников и др.).

Интересны выводы по изменению механических свойств горных пород при испытании их с фильтрующимися (дистиллированная вода) и нефилтующимися (масляная вода) жидкостями.

1. Испытание пород в нефилтующейся жидкости приводит к росту прочностных и пластических свойств при увеличении давления от атмосферного до 100 МПа. В случае фильтрующихся жидкостей указанные свойства определяются физико-механическими характеристиками жидкостей.

2. В фильтрующихся жидкостях с ростом давления от 50 до 75 МПа увеличиваются площадь зоны разрушения и объем

разрушенной породы под штампом, особенно заметно при давлении 25—50 МПа. На размеры и объем зоны разрушения весьма существенно влияет вязкость фильтрующейся жидкости.

3. В случае нефилтующейся жидкости площадь зоны разрушения и объем разрушенной под штампом породы уменьшаются по гиперболическому закону, а при давлении 50 МПа площадь зоны разрушения соизмерима с площадью штампа.

2.4. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Горные породы разрушаются вследствие отрыва (от нормальных напряжений) или сдвига, скалывания, среза (от касательных напряжений). При сжатии порода разрушается преимущественно на скалывание, при растяжении — на отрыв. Разрушение горных пород — процесс сложный, и разрушения на скалывание и отрыв сопровождают друг друга.

Процесс разрушения требует времени и происходит постепенно, но с различной скоростью. Разрушение обычно проходит по контактным поверхностям отдельных минеральных зерен. Продолжительность разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется нагрузкой, температурой, активностью среды, напряженным состоянием и т.д.

При бурении скважин разрушение горных пород долотами различного типа может быть поверхностным и объемным. Первый вид разрушения обычно неэффективен — он сводится к дроблению, истиранию, выламыванию из массива и проталкиванию в направлении движения инструмента частиц породы. Не вдаваясь в более подробное рассмотрение процесса, связанного с возникновением своеобразного клина из выломанных и передвигаемых частиц, создающих распор и способствующих разрушению породы, а также механизма их истирания, остановимся на объемном разрушении горных пород.

Очевидно, разбуривание породы долотом с известным приближением можно рассматривать как процесс вдавливания в породу наконечника (штампа) с плоским и криволинейным основаниями.

Переход от меньшей степени нагрузки на штамп к боль-

шей изменяет скорость деформации. При этом различаются три фазы напряженного состояния породы под штампом: уплотнение (затухание деформации), предельное равновесие (разрывы и сдвиги) и разрушение.

В первой фазе скорость деформации уменьшается до нуля; в скальных породах при этом деформации являются упругими; в глинистых пластичных породах первая фаза — это фаза уплотнения. При разрушении горных пород первая фаза характеризуется поверхностным разрушением.

Во второй фазе скорость деформации не затухает, и при некоторой нагрузке деформация ползучести становится постоянной. Внешним проявлением второй фазы деформации, по В.С. Федорову, являются появление скалывания по контуру давления в хрупких породах (появление клинообразного углубления) или пластические деформации у пластичных пород. При всестороннем сжатии (под штампом сферической формы) порода характеризуется физико-механической неоднородностью. Любой дефект — вероятный очаг концентрации перенапряжений, вызывающий рост трещин.

При увеличении напряжения и росте сети трещин в породе возникают поверхности следующих друг за другом сдвигов, характеризующих деформации. Происходит объемное разрушение породы, причем в реальных горных породах, характеризующихся наличием дефектов, процесс разрушения идет и при нагрузках более низких, чем критические, но медленно. Длительность второй фазы определяется нагрузкой и условиями, в которых происходит процесс разрушения (температура, активность и т.д.).

Третья фаза, по В.С. Федорову, — это фаза прогрессивного роста деформаций, фаза объемного разрушения. Для скальных пород она длится доли секунды.

Три фазы разрушения составляют полный цикл разрушения горной породы. Ярко выраженный скачкообразный характер наблюдается у хрупких прочных пород. У хрупких, но менее прочных пород цикличность повторяется, но скачкообразный характер не столь ярко выражен. Малопрочным породам свойствен еще более плавный характер разрушения. При разрушении пластичных глин скачкообразности вообще не наблюдается.

При ударном воздействии горные породы могут разрушаться при напряжениях меньше критических, соответствующих пределу прочности. При некотором значении силы порода разрушается после первого удара. Уменьшение силы требует увеличения числа ударов по одной и той же точке.

Ниже некоторого значения силы разрушения породы не произойдет при любом числе ударов.

Разрушение породы при циклических напряжениях обуславливается ее усталостью. Число циклов нагружения при напряжениях, близких к пределу усталости, необходимое для разрушения таких пород, как мрамор, известняк, доломит, кварцит, составляет 50–110. Отношение предела усталости к прочности для этих пород в зависимости от пластичности колеблется в пределах $1/20$ – $1/30$.

Установлено, что в процессе вдавливания наконечников разрушение породы наступает при их погружении на 0,10–0,25 мм, а продолжительность цикла разрушения породы составляет около 0,002 с. Таким образом, скальные породы разрушаются без внедрения в них зубцов шарошек. При большей продолжительности контакта зубцов с породой происходит их погружение, но не в материнскую породу, а в продукты ее разрушения. Меньшей, но продолжительно действующей силой можно достигнуть большего разрушительного эффекта, чем большей силой, но действующей мгновенно. Следовательно, в реальных условиях при бурении с увеличением частоты вращения долота необходимо увеличивать осевую нагрузку. На эффект разрушения горных пород частота вращения долота оказывает двоякое влияние: эффективность разрушения возрастает, но вместе с тем снижается продолжительность контакта зубцов шарошки с породой, что снижает эффективность разрушения.

В РГУНГ им. И.М. Губкина (для условий объемного разрушения пород) установлено, что при увеличении частоты вращения n шарошечного долота от 57 до 530 об/мин глубина разрушения δ_n следует закону:

$$\delta_n = \delta_0 + c(1 - k \lg n),$$

где δ_0 — глубина поверхностного разрушения; c — коэффициент, зависящий от нагрузки на долото, механических свойств породы и параметров долота; k — постоянная, определяющая временную зависимость, обуславливаемая в основном пластическими свойствами породы.

С увеличением нагрузки на долото темп уменьшения глубины разрушения в связи с ростом частоты вращения возрастает.

При поверхностном разрушении механическая скорость проходки увеличивается пропорционально росту частоты вращения.

Порода разрушается и при действии на нее струи жидкос-

ти, которая истекает из отверстий долота, причем следует выполнять следующие условия: поток жидкости должен оказывать на забой давление p_i , скорость перемещения струи v относительно плоскости забоя не должна превышать некоторого значения, которое зависит от p_i и прочности породы $R_{сж}$.

Между этими величинами установлена эмпирическая зависимость $p_i > k_0 R_{сж}$, что справедливо при $v = 0,5$ м/с, здесь k_0 — опытный коэффициент, равный $0,25-0,35$.

Для конкретных условий бурения максимальная механическая скорость проходки будет только при определенном сочетании частоты вращения, осевой нагрузки на долото и расхода жидкости. Этот расход — оптимальный и его рекомендуется подбирать в соответствии с сочетанием параметров гидромониторной струи, обеспечивающим окончательный отрыв и увлечение частиц, преодоление угнетающего перепада давления, образующегося при непрерывном процессе фильтрации жидкости в зону разрушения.

Выбор оптимальных параметров процессов, связанных с бурением скважины, пока невозможен из-за различных технико-технологических трудностей и незнания упругих, пластических, прочностных и абразивных свойств горных пород. Тем не менее, пользуясь обобщенными показателями, характеризующими свойства горных пород, можно добиться существенных результатов. Один из таких показателей — буримость горных пород.

Под буримостью понимают углубление скважины за 1 ч собственно бурения — так называемую механическую скорость проходки v_m (в м/ч). Эта скорость с течением времени вследствие износа долота уменьшается. Изменение скорости во времени можно выразить несколькими способами, например:

$$v_m = v_0 I^{-kt}; \quad v_m = v_0 (1 + \theta_f t)^{-m}; \quad v_m = v_0 (1 - \alpha t)^{-k},$$

где v_0 — начальная механическая скорость проходки, м/ч; k, θ_f, α, m — коэффициенты.

При правильно подобранных режимах бурения, когда обеспечивается объемное разрушение горных пород, v_0 обратно пропорциональна твердости. Она зависит также от других свойств (упругости, пластичности и др.). При объемном разрушении пород и прочих условиях по v_0 можно судить о трудности разбуривания пород разных категорий, обусловливаемой прочностными, упругими и пластическими свойствами пород.

Коэффициенты k , θ , характеризуют темп падения скорости с течением времени в результате износа долота вследствие абразивной способности горной породы. Кроме абразивных свойств пород, эти коэффициенты зависят от износостойкости рабочих элементов долота, его конструктивных особенностей, параметров режима бурения.

Если породы определенной группы разбуривают долотами одной и той же модели, одного размера, при постоянных режимах бурения, то по темпу снижения механической скорости проходки можно судить об относительной абразивной способности пород.

Коэффициенты α и m — величины постоянные, не зависящие от абразивных свойств горных пород. Пока нельзя сказать, какой из коэффициентов предпочтительнее использовать для оценки абразивной способности.

М.К. Сеид-Рза показал, что ухудшение буримости пород с глубиной тесно связано с частотой вращения долота и параметрами бурового раствора. В.И. Тарасевич в основу оценки буримости положил удельную энергию разрушения, определяемую в забойных условиях. В.С. Владиславлев предлагает классифицировать буримость горных пород по механической скорости проходки, полученной на оптимальном режиме бурения инструментом, дающим максимальную механическую скорость проходки в данной породе и т.д.

2.5. РОЛЬ ГИДРОДИНАМИКИ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

При углублении скважин, пробуренных в различных районах нашей страны, от 1000 до 5000 м механическая скорость проходки v_m иногда снижается в 25 раз, а коммерческая — более чем в 30 раз. Основная причина падения технико-экономических показателей бурения с ростом глубины, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, заложена в изменении забойных условий разрушения горных пород, под которыми понимаются горное p_r , поровое $p_{пг}$, пластовое $p_{пл}$, дифференциальное Δp_p (Δp), угнетающее p_y и суммарное на забое скважины p_c давления, а также качество бурового раствора, частота вращения долота и динамика его работы (Н.А. Колесников, М.Д. Кузьмин, Ю.М. Проселков, А.К. Рахимов и др.).

В настоящее время большинство исследователей считают,

что при существующих режимах бурения дифференциальное давление является основным фактором, определяющим технико-экономические показатели. При увеличении его до 1,4–7 МПа в зависимости от условий бурения v_m может уменьшаться в 2,5 раза (Н.А. Колесников, Д.И. Видрайн, Е.И. Бенит, А.Ж. Гарнье, Н.Х. Ван Линген и др.).

Природа влияния дифференциального давления на v_m , по мнению А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван Лингена, заключается в ухудшении буримости горных пород за счет роста их прочности на сжатие и возникновения усилий, прижимающих частицы породы (шлам) к забою. Прижимающие силы имеют статическую и динамическую природу и являются сложной функцией почти всех известных показателей, характеризующих процесс бурения.

Отсутствие единого мнения о природе влияния давления на показатели работы долот и аналитических исследований, определяющих зону разгрузки с учетом параметров режима бурения и фильтрационных особенностей разрушаемых горных пород, не позволяет научно обоснованно разрабатывать технологию бурения и технические средства, снижающие отрицательное проявление внешнего давления.

Для решения этих вопросов необходимо рассмотреть механизм разрушения горных пород вдавливанием как основного вида разрушения при строительстве скважин с учетом забойных условий.

Механизм разрушения горных пород вдавливанием теоретически и экспериментально изучался многими исследователями.

Согласно исследованиям процесс разрушения горных пород вдавливанием протекает в три этапа: упругие деформации, остаточные деформации и отделение части породы от массива (по терминологии Н.А. Колесникова, зарождение и распространение трещин, формирующих лунку выкола, условно названных магистральными).

Первые два этапа, когда создаются предпосылки для зарождения магистральных трещин, называют инкубационным периодом разрушения.

В зависимости от свойств породы и условий разрушения Р.М. Эйгелес выделяет три механизма разрушения.

По первому при внедрении индентора (зуба долота) после выхода породы из упругого состояния разрушение в виде трещины начинается в зоне контура контактной площадки при сравнительно малой нагрузке на зуб. Трещина в массиве породы имеет вид расходящегося кругового или эллиптичес-

кого конуса. Коническая трещина разделяет верхнюю часть полупространства на две области: усеченный конус и окружающую его консоль. Последняя стадия процесса разрушения заключается в отломе консоли путем передачи на нее части давления штампа через материал конуса. Отлому консоли предшествует полное или частичное разрушение материала конуса, приводящее к увеличению доли внешнего давления, передаваемого на консоль. Это давление со стороны конуса приводит к изгибу консоли и появлению на внутренней поверхности растягивающих напряжений, под действием которых образуется трещина отрыва (магистральная трещина), чаще всего нормальная к конической трещине. При выходе магистральной трещины на поверхность консоль отламывается, и первый скачок процесса разрушения вдавливанием завершается.

В ряде пород первый механизм разрушения либо совсем не развивается, либо, начав развиваться, затухает и в дальнейшем действует второй механизм разрушения, при котором наблюдаются некоторые отличия в инкубационный период разрушения (Р.М. Эйгелес). Однако, какова бы ни была физическая природа структурных изменений в ядре, результатом является то, что полупространство, как и при первом механизме разрушения, разделяется на две части: предразрушенное ядро и окружающую его упругую консоль. На заключительной стадии процесс разрушения протекает по первому механизму.

По третьему механизму породы разрушаются при наличии высокого всестороннего давления (всестороннего сжатия). С увеличением p_c уменьшается объем предразрушенной зоны и растет необходимая для ее образования нагрузка, но характер этой стадии процесса разрушения качественно остается таким же, как при втором механизме в атмосферных условиях. Однако в заключительной стадии процесса разрушения наличие всестороннего сжатия может привести к решающим качественным изменениям.

Высокое всестороннее давление практически полностью подавляет развитие конической трещины и препятствует отлому консоли. Для завершения процесса разрушения в этом случае требуется значительное увеличение осевой нагрузки.

При внедрении зубца шарошечного долота в массив породы в атмосферных условиях образуются радиальные и магистральные трещины.

Первоначально зарождаются они практически перпендикулярно к поверхности образца, обтекая ядро уплотненной по-

роды, распространяются в глубь массива радиально, облегчая последующее разрушение. Магистральные трещины зарождаются в глубине породы и при выходе на поверхность образуют лунку выкола (рис. 2.5), т.е. их размеры (L_T) определяют эффективность разрушения породы за каждое поражение забоя и в целом — механическую скорость проходки.

Магистральные трещины равновесны до достижения Гриффитсова состояния и являются трещинами нормального разрыва (отрыва).

При наличии давления p_c последовательность в развитии трещин в процессе внедрения зуба аналогична описанной выше в атмосферных условиях (Н.А. Колесников).

Первоначально образуются радиальные трещины, траектория которых не зависит от значения p_c . Однако от действия p_c в скелете породы возникают дополнительные напряжения Δp_v , которые препятствуют зарождению и распространению трещин. В момент продвижения магистральных трещин возникает угнетающее давление p_y , затрудняющее продвижение магистральных трещин и влияющее на траекторию и величину L_T (см. рис. 2.5). Длина магистральных трещин и соответственно объем разрушенной породы резко уменьшаются.

Так как разрушение на забое происходит при наличии бу-

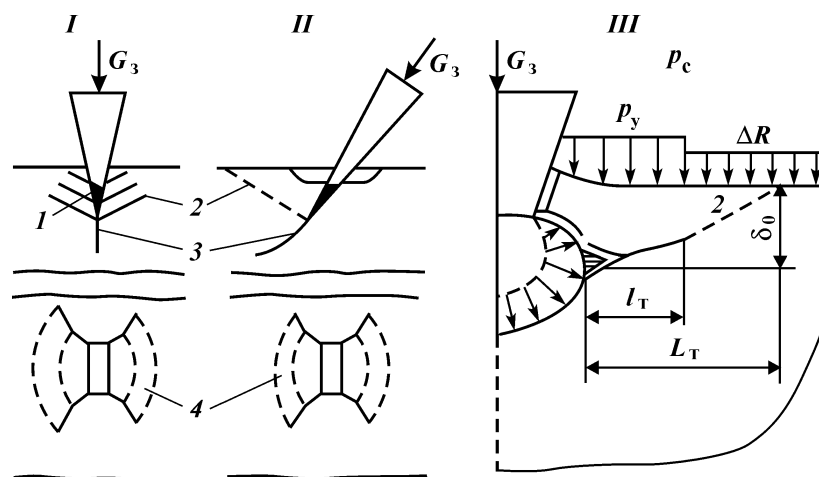


Рис. 2.5. Характер развития трещин в породе при вертикальном внедрении индентора (I, III) и зуба долота (II) под действием силы G_3 : 1 — породный клин; 2 — магистральные трещины; 3 — главные трещины; 4 — радиальные трещины

рового раствора и давлений p_c , $p_{пл}$ и $p_{п'}$, рассмотрим гидродинамические аспекты разрушения.

В процессе бурения в проницаемых горных породах под действием положительного перепада давления ($p_c > p_{пл}$) в системе скважина — пласт фильтрат бурового раствора проникает в породу. При фильтровании дисперсная фаза раствора, частично коагулируя слой породы, отлагается на ее поверхности в виде слоя осадка, образуя фильтрационную (глинистую) корку, которая совместно с породой оказывает дополнительное сопротивление движению фильтрата (А.А. Брыков и др.). Фильтрат, проникая в породу, вызывает перераспределение давления на глубине зарождения магистральных трещин (в дальнейшем — на глубине разрушения δ_0) и, как следствие, напряжений в скелете породы ΔR . В результате по трассе магистральной трещины будет действовать не пластовое, а иное давление, равное давлению на глубине разрушения p_p . Поскольку $p_c > p_p$, возникает дифференциальное давление (статический перепад давления)

$$\Delta p = p_c - p_p. \quad (2.2)$$

При разрушении непроницаемых горных пород давление на глубине разрушения p_p будет равно поровому ($p_p = p_{п'}$).

В процессе развития магистральной трещины первоначально давление в ее полости p_t практически равно нулю. Так как $p_c > p_t$, то над частицей по длине l_t возникает динамический перепад давления, который прижимает частицу к массиву породы (см. рис. 2.5), т.е. угнетает ее. Во избежание путаницы, в отличие от дифференциального давления, этот перепад давления предложено именовать угнетающим давлением p_y . В общем случае под угнетающим давлением p_y , в отличие от представлений о динамическом перепаде давления, понимается разность между суммарным давлением на забое p_c и давлением в трещине (М.Д. Кузьмин, Н.А. Колесников):

$$p_y = p_c - p_t = p_c - \theta p_p, \quad (2.3)$$

где $\theta = p_t/p_p$ — коэффициент восстановления давления в полости трещины.

Для заполнения полости трещины жидкостью и восстановления в ней давления нужно определенное время. Поэтому в зависимости от времени контакта зубца долота с породой τ_k величины p_t и p_y будут различными. Если τ_k меньше времени заполнения t_3 объема трещины флюидом, то $p_t \rightarrow 0$ и в соответствии с выражением (2.3) получаем $p_y \approx p_c$. При τ_k больше суммы времени $t_c = t_3 + t_b$, где t_b — время восстановления

давления в трещине до уровня давления жидкости на глубине разрушения p_p , давление в трещине $p_t \approx p_p$, а $p_y \approx p_c - p_p$, т.е. p_y будет равно дифференциальному давлению. В общем случае с учетом τ_k имеем

$$p_c - p_p \leq p_y \leq p_c. \quad (2.4)$$

Следовательно, угнетающее давление в зависимости от условий разрушения проницаемых пород может изменяться от значения дифференциального давления до полного давления на забое скважины p_c . При разрушении непроницаемых горных пород диапазон изменения p_y несколько меньше.

Из сказанного выше следует, что для расчета дифференциального и угнетающего давлений необходимо знать закономерности образования глинистой корки, эпюру распределения давления в приповерхностном слое разрушаемой породы, время заполнения объема магистральной трещины флюидами и время восстановления давления в трещине до уровня p_p . Перераспределение давления в зоне разрушения проницаемой породы на забое и по пласту обуславливается фильтратом бурового раствора, поступающего под давлением из скважин.

Вместе с фильтратом в пласт поступают мелкие частицы раствора, колюматирова его с последующим образованием фильтрационной корки. В то же время, как показывают эксперименты, при определенных условиях бурения фильтрационная корка не успевает формироваться и процесс фильтрации сопровождается только колюматацией горной породы.

Уменьшение эффективной пористости по мере продвижения фронта суспензии приводит к изменению начального значения коэффициента проницаемости среды k_0 .

Как показали эксперименты, длина зоны колюматации невелика по сравнению с координатой фронта f к началу стабилизации.

За временные промежутки между двумя последовательными поражениями забоя зубцами долота (десятые доли секунды) фильтрация не выходит за рамки мгновенной. В этом случае фронт фильтрата продвинется на глубину значительно меньшую возможной зоны колюматации. Нетрудно убедиться, что даже при фильтрации однородной жидкости за указанный промежуток времени f весьма мал даже в высокопроницаемых породах.

Для аналитического исследования гидродинамических процессов в призабойной зоне рассматривается усредненная фильтрация флюида бурового раствора в пласт с образованием осадка (фильтрационной корки) по всей поверхности за-

Рис. 2.6. Фильтрация флюида в пласт с образованием осадка (корки)

боя, который выполняет роль слабопроницаемого экрана, препятствующего проникновению флюида в пласт (рис. 2.6), т.е. на забое происходит фильтрация с образованием осадка.

Перераспределение давления в приповерхностном слое разрушаемой проницаемой горной породы на забое обуславливается фильтратом бурового раствора, поступающего под давлением из скважины.

Общая теория фильтрования базируется на законе Дарси, который в дифференциальной форме записывается так:

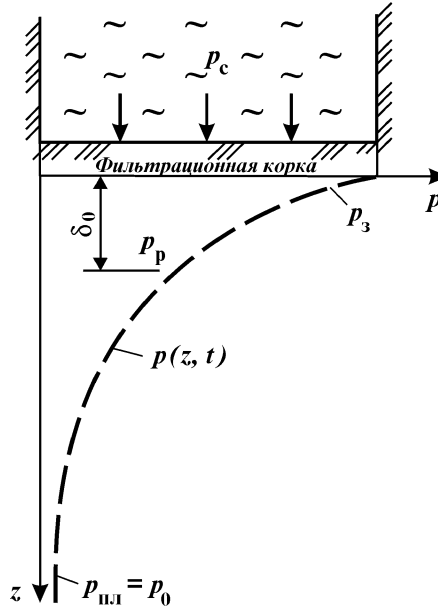
$$\frac{dV}{Sdt} = \frac{p_c - p_3}{\mu r_0 k_0 \frac{V}{S}}, \quad (2.5)$$

где V — объем фильтрата за промежуток времени dt ; r_0 — удельное объемное сопротивление осадка; p_3 — давление на границе раздела фильтрационная корка — поверхность породы.

Уравнение (2.5) является основным дифференциальным уравнением фильтрования с образованием несжимаемого осадка (фильтрационной корки) на поверхности горной породы.

Рассмотрим процесс образования фильтрационной корки на поверхности забоя пласта полубесконечного по протяженности. На этой поверхности образуется несжимаемый осадок.

Образование осадка сопровождается изменением давления p_3 и перераспределением давления по пласту. Определение p_3 и перераспределение давления по глубине пласта производится совместным решением уравнения В.Н. Щелкачева и диф-



дифференциального уравнения не установившейся фильтрации (2.5).

$$\frac{\partial^2 p_1}{\partial z^2} = \frac{1}{k} \frac{\partial p_1}{\partial t}, \quad (2.6)$$

где $p_1 = p_0 - p$; p_0, p — начальное и текущее давление соответственно; z — координата, отсчитываемая от границы раздела корка — горная порода; $k = k_0/\mu\beta^*$ — коэффициент пьезопроводности; β^* — коэффициент объемной упругоэластичности пласта.

Начальные и граничные условия задачи:

$$t = 0, p = p_0 = \text{const}, p_1 = 0; \quad (2.7)$$

$$z = 0, p = p_3(t), p_1 = p_0 - p_3(t);$$

$$z \rightarrow \infty, \frac{\partial p}{\partial z} \rightarrow 0; \frac{\partial p_1}{\partial z} \rightarrow 0. \quad (2.8)$$

Н.А. Колесников, А.А. Брыков и М.Д. Кузьмин, применяя прямое и обратное преобразование Лапласа к уравнениям (2.5), (2.6) и граничным условиям (2.8), получили уравнение для расчета:

объема фильтрата за время t

$$V = dt^{1/2}; \quad (2.9)$$

давления на границе раздела фильтрационная корка — поверхность забоя

$$p_3 = p_0 + \frac{a\mu\sqrt{\pi k}}{2k_0 S}; \quad (2.10)$$

перераспределения давления по глубине пласта

$$p = p_0 + (p_3 - p_0) \operatorname{erfc} \frac{z}{2\sqrt{kt}} = p_0 + \frac{a\mu\sqrt{\pi k}}{2k_0 S} \operatorname{erfc} \frac{z}{2\sqrt{kt}};$$

$$a = \frac{F\sqrt{\pi k}}{2r_0 k_0 k} \left(\sqrt{1 + \frac{8r_0 k_0 k^2 \Delta p}{\pi k \mu}} - 1 \right), \quad (2.11)$$

где erfc — дополнительная функция ошибок Гаусса; $\Delta p = p_c - p_0$.

Давление на глубине разрушения p_p определяют из (2.11) при $z = \delta_0$.

Распределение давления по глубине пласта в процессе бурения

$$p = p_{\text{пл}} + (p_3 - p_{\text{пл}}) \operatorname{erfc} \frac{z - V_{\text{м}} t}{2\sqrt{kt}}. \quad (2.12)$$

Уравнение (2.10) свидетельствует о том, что при разрушении проницаемых горных пород p_3 не зависит от времени фильтрации и определяется в основном значениями p_c , Δp , параметрами пласта и качеством бурового раствора. Распределение давления по пласту (давление p_p) согласно уравнению определяется теми же параметрами, что и p_3 , а также зависит еще от продолжительности фильтрования (частоты вращения долота n_d), и через δ от осевой нагрузки на долото.

Лабораторными опытами с использованием кернов подтверждается, что независимо от условий разрушения как в лабораторных, так и в промысловых условиях при любом времени $t > 0$ на поверхности разрушаемой проницаемой породы образуется фильтрационная корка. В то же время давление p_3 в лабораторных условиях является функцией t , а в скважине не зависит от t . В количественном отношении p_3 и p_p в обоих случаях разные. Это надо учитывать при изучении закономерностей разрушения горных пород на стендах. Необходимо, чтобы p_3 и p_p в лабораторных условиях соответствовали реальным условиям бурения.

Итак, при бурении проницаемых горных пород на забое образуется фильтрационная корка и соблюдается соотношение $p_c > p_p > p_{\text{пл}}$.

При разрушении непроницаемых горных пород дифференциальное давление определяется по формуле

$$\Delta p = p_c - p_{\text{пл}}(p_{\text{пл}}). \quad (2.13)$$

Дифференциальное давление существенно зависит от параметров режима бурения и фильтрационных свойств разрушаемых пород и может изменяться практически от 0 до Δp , т.е. $0 < \Delta p_p \leq \Delta p$.

Горные породы на глубине находятся в напряженном (сжатом) состоянии. При разрушении непроницаемой горной породы на забое скважины действие p_c проявляется идентично горному давлению вышележащей толщи осадочных пород. При вскрытии пласта, сложенного проницаемой горной породой, фильтрат бурового раствора при $p_c > p_{\text{пл}}$, проникая в пласт, вызывает перераспределение давления до уровня p_p и соответственно напряжения в скелете породы. Следовательно, слой горной породы, в котором зарождаются и распределяются магистральные трещины, в отличие от атмосферных условий в первом случае находятся в сжатом состоянии без

дренирования, во втором — в сжатом состоянии с дренированием при постоянном давлении p_p .

Напряжения в скелете проницаемой породы ΔR , препятствующие зарождению и распространению магистральных трещин, зависят не только от горно-геологических условий залегания пород $p_{пл}$, но и от параметров режима бурения, физико-механических и фильтрационных свойств разрушаемых пород. Характер изменения ΔR от параметров режима бурения и фильтрационных свойств пород качественно подобен изменению Δp_p от этих параметров. Более сложное влияние на ΔR оказывает проницаемость породы. Первоначально с увеличением k_0 напряжения уменьшаются, а затем возрастают. В зависимости от условий бурения при одном и том же Δp_p напряжения в скелете породы могут быть различными.

При разрушении непроницаемых горных пород ΔR зависит только от p_c . Однако во всех случаях дифференциальное давление является составной частью напряжений ΔR , которые в зависимости от условий разрушения могут превышать Δp_p на 5–7 МПа.

Для расчета угнетающего давления в момент распространения магистральных трещин необходимо определить давление в полости трещины.

Магистральная трещина раскрытостью h распространяется в слагающей забой породе, поры (пустоты) которой заполнены флюидом с объемным коэффициентом упругости β_j под давлением p_p или p_n (в зависимости от проницаемости породы).

Расчеты, выполненные Н.А. Колесниковым и другими, показывают, что для реальных условий бурения, даже при незначительном раскрытии трещины h первоначальное давление в трещине, а затем в ее "голове", $p_t \approx 0$ (более точно, p_t равно давлению паров жидкости при пластовой температуре), т.е. в момент развития магистральной трещины сразу же образуется угнетающее давление p_y , равное значению p_c .

Геометрия магистральных трещин не оказывает заметного влияния на продолжительность заполнения их объема жидкостью. Любые по форме магистральные трещины, образующиеся в процессе разрушения горных пород при бурении, можно рассматривать как промежуточные по форме между плоскими и сферическими.

В зависимости от условий бурения угнетающее давление может изменяться практически от значений дифференциального давления до полного давления на забое скважины p_c .

Проведенные исследования указывают на сложное влияние

качества бурового раствора и параметров режима бурения на значения Δp_p , ΔR , t_z , t_b и p_y . Однако они не вскрывают природы влияния забойных факторов на показатели работы долот.

Для этого необходимо рассмотреть заключительный этап разрушения вдавливанием, т.е. процесс развития трещин, формирующих лунки выкола, с учетом условий на забое.

2.6. МЕХАНИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРЕЩИН

Неослабевающий интерес к изучению вопросов разрушения обуславливается все возрастающими требованиями практики бурения скважин. Для выявления причин резкого падения скоростей бурения с ростом глубины, выбора путей совершенствования технологии бурения, разработки новых конструкций долот и буровых растворов необходимо знание механики трещин разрушения.

Магистральные трещины являются основополагающими в формировании лунок выкола. Размером этих трещин предопределяется объем лунки выкола, т.е. эффективность разрушения горных пород вдавливанием. В связи с этим исследование механики и кинетики магистральных трещин с учетом забойных условий — основное звено в разработке теории разрушения горных пород при бурении скважин.

Современные представления о разрушении твердых тел связаны с анализом интенсивности напряжений, возникающих в твердом теле и голове трещины. Разрушение наступает, когда в данном материале достигается критическое напряжение, определяемое линейной теорией упругости.

Итак, теоретическое рассмотрение заключительного этапа разрушения вдавливанием сводится к отысканию напряжений в вершине магистральной трещины от суммарного действия: Δp_p , ΔR , p_c , p_y и отрывающего усилия G_p .

Выбор реологической модели является определяющим фактором при решении вопросов разрушения и прочности; тело называется хрупким, если материал сохраняет свойства линейной упругости вплоть до разрушения.

Многие из горных пород отвечают этим требованиям.

Следовательно, при внедрении зубца долота породы разрушаются хрупко, а магистральные трещины — хрупкие трещины нормального разрыва (отрыва).

Магистральные трещины при разрушении практически

всех осадочных горных пород, особенно при наличии давления, до гриффитсова состояния развиваются равновесно. Поэтому очевидна возможность использования в аналитических исследованиях механики магистральных трещин в условиях забоя модели хрупкого или квазихрупкого разрушения с равновесным развитием трещин до гриффитсова состояния.

Наиболее приемлемым в аналитических расчетах для этих условий разрушения является критерий Г.В. Ужика и частично критерий М.Я. Леонова и В.В. Панасюка.

В соответствии с выбранным критерием разрушения считаем, что:

при достижении максимальных растягивающих напряжений прочности породы на отрыв при изгибе R_0^* образуются магистральные трещины;

до достижения R_0 справедлив закон Гука.

Согласно теории Гриффитса, неравновесное развитие трещин (лавинное разрушение) наступает при условии $d_3/dL_r = 0$, где d_3 — приращение потенциальной энергии деформированного хрупкого тела, ослабленного трещиной.

Напряжения в вершине магистральной трещины определяются физико-механическими и фильтрационными свойствами разрушаемых горных пород, значения p_c , p_n и $p_{пл}$, а также качеством бурового раствора и частотой вращения долота через p_y .

На процесс зарождения магистральных трещин на забое помимо прочности горных пород R_0 влияют напряжения в скелете породы и параметры режима бурения.

Для анализа процесса разрушения и расчета осевых нагрузок, обеспечивающих объемное разрушение горных пород на забое, необходимо использовать значения ΔR , а не дифференциальное давление, как принято в настоящее время. Только при разрушении малопрочных, слабосцементированных горных пород можно ориентироваться на дифференциальное давление, так как в этом случае $\Delta p_p(\Delta p) \approx \Delta p$.

Из изложенного видно, что если действующая осевая нагрузка на долото G_A обеспечивает G_n меньше его значения, то магистральные трещины вообще не будут зарождаться, а при G_p меньше его значения магистральные трещины будут останавливаться. При этом эффективность разрушения v_m резко снижается.

При внедрении зубца долота в породу только часть осевой нагрузки "задаживается" непосредственно на развитие трещин. Отношение этой части нагрузки G_0 к общей осевой, обеспечивающей зарождение магистральных трещин G_3 , на-

зывается коэффициентом передачи осевой нагрузки λ . Впервые этот вопрос экспериментально изучался Р.М. Эйгелесом. По его данным для атмосферных условий λ изменяется в пределах 0,03–0,05. Влияние забойных факторов на значение λ не рассматривалось. Им предложена методика определения λ , которая, несмотря на ее оригинальность, довольно сложна.

На основании проведенных исследований Н.А. Колесниковым, А.К. Рахимовым и другими предложена новая методика определения λ , которая приводит к получению зависимости

$$\lambda_p = \lambda_0 \frac{R_0 + \Delta R}{R_0 + f_3 \Delta R}, \quad (2.14)$$

где λ_p , λ_0 — соответственно текущее и начальное значения коэффициента передачи осевой нагрузки.

Выражение (2.14) иллюстрирует зависимость коэффициента передачи осевой нагрузки от физико-механических и фильтрационных свойств разрушаемых пород, давлений p_c , $p_{па}$ и Δp_p , а также от качества бурового раствора и частоты вращения долота.

С увеличением ΔR и уменьшением прочности породы R_0 коэффициент λ_p возрастает, а с повышением R_0 независимо от ΔR уменьшается.

Следовательно, с увеличением ΔR осевую нагрузку на зуб долота G_z , обеспечивающую зарождение магистральных трещин, надо увеличивать не пропорционально G_n , а значительно меньше, с учетом λ_p .

При внедрении зубца долота в массив породы магистральные трещины зарождаются с двух сторон и при развитии расширяются. Кроме того, сколы могут происходить с торцов зубца.

Нагрузка, необходимая для зарождения и распространения магистральных трещин на забое, помимо прочности породы на отрыв R_0 и твердости $p_{ш}(R_{к0})$, существенно зависит от качества бурового раствора, фильтрационных свойств разрушаемых пород, конструктивных особенностей шарошечных долот и частоты вращения долота через t . С увеличением $\Delta p_p(\Delta p)$, ΔR , p_y и частоты вращения долота (уменьшением t) G_p и G_A резко возрастают. При $\Delta R = p_y = 0$ выполняются атмосферные условия, а при $R_0 = \Delta R = 0$ должно происходить самопроизвольное разрушение породы от действия пластового (порового) давления. Эксперименты, выполненные в широком диапазоне изменения $\pm \Delta p_p$, $\pm \Delta R$ и p_y , подтверж-

дают правомерность сделанных выводов (Н.А. Колесников и др.).

При параметрах режима глубокого бурения осевые нагрузки, допустимые из условия прочности долота, обеспечивают только зарождение или незначительное распространение магистральных трещин, т.е. усталостно-объемное разрушение породы, когда для откола частицы породы необходимо наносить зубцами долота N ударов ($N \geq 2,3$ и т.д.).

Анализ материалов экспериментов показывает:

1) незначительный рост Δp и p_y (до 1,4–5,0 МПа в зависимости от прочности породы) вызывает уменьшение объема разрушенной породы за каждое поражение забоя в два раза и более в результате перехода от эффективного объемного разрушения к менее эффективному усталостно-объемному;

2) при развитом усталостно-объемном разрушении ($N \geq 4$) объем разрушенной породы за каждое поражение забоя практически не зависит от значения дифференциального и угнетающего давления;

3) с увеличением прочности разрушаемых пород чувствительность эффективности разрушения за каждое поражение забоя V_1 к воздействию Δp и p_y снижается, а предельные значения Δp и p_y , после которых V_1 практически не зависит от их значений, смещаются в сторону больших значений;

4) при современных режимах бурения глубоких скважин на забое происходит в основном усталостно-объемное разрушение породы. При этом в результате наведенной трещиноватости в породе от предыдущих поражений забоя зубьями долота гидродинамические процессы в приповерхностном слое породы до значений $\Delta R = \Delta p \leq 20$ МПа протекают так, что в расчетах условно можно принимать равенство $\Delta R = \Delta p = p_y$, а значение показателя степени при α , начиная с $\Delta p_p = \Delta R = p_y \geq 3,5$ МПа, снижается, приближаясь к двум.

Переходя к рассмотрению зависимости $v_m = f(p_k, p_y)$, заметим, что вследствие неодновременности скола породы под отдельными зубцами фактические значения p_k будут отличаться от расчетных. Кроме того, с увеличением продолжительности контакта p_y будут уменьшаться. Все это приведет к "сглаживанию" резких переходов v_y от N_i поражений забоя к N_{i+1} при работе долота в целом. Фактическая кривая зависимости $v_m = f(\Delta p, p_y)$ будет располагаться в области, ограниченной кривыми, проведенными по переходным точкам от N_i к N_{i+1} .

Таким образом, одна из причин снижения v_m с ростом глубины бурения заложена в недостатке осевой нагрузки, не-

обходимой для развития магистральных трещин в забойных условиях из-за ограниченной прочности долота.

Единственно возможным вариантом увеличения показателей работы долот в этом случае остается снижение дифференциального и угнетающего давления соответствующим подбором качества бурового раствора, модели долота и частоты его вращения.

Природа влияния p_c , $\Delta p_p(\Delta p)$, ΔR , p_y и качества бурового раствора на показатели работы долот заложена в изменении силовых параметров разрушения, размеров магистральных трещин (размеров лунок выкола за каждое поражение забоя) и продолжительности их развития.

При снижении Δp_p и ΔR ниже 7–3,5 МПа соответствующим подбором качества бурового раствора и частоты вращения долота ввиду облегчения процесса разрушения (снижения G_p , увеличения размеров магистральных трещин и скорости их распространения) можно достичь 2–3-кратного увеличения v_m с одновременным ростом проходки на долото.

2.7. ВЛИЯНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ИХ ТИПОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

Основные показатели свойств бурового раствора (плотность, вязкость, показатель фильтрации, содержание и состав твердой фазы) зависят, прежде всего, от компонентного состава. Нет ни одного материала для буровых растворов, который бы сугубо избирательно воздействовал на показатели свойств приготовленной системы. С увеличением содержания твердой фазы возрастает плотность, но уменьшается показатель фильтрации. Обработка растворов полимерами с целью уменьшения показателя фильтрации сопровождается повышением вязкости системы. Разжижение бурового раствора, как правило, увеличивает показатели его фильтрации.

Таким образом, основные показатели технологических свойств бурового раствора взаимосвязаны. Однако путем комбинации реагентов удастся избирательно регулировать любой показатель при фиксировании остальных. Поэтому представляется целесообразным рассмотреть степень влияния

каждого показателя на эффективность работы долот и скорость бурения скважин. Но при вскрытии продуктивного пласта остается вопрос ненарушения его проницаемости.

Качественные зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора свидетельствуют о том, что эффективность работы долота ухудшается по мере увеличения плотности, количества твердой фазы, вязкости раствора и уменьшения фильтрации. Однако эти зависимости не равнозначны. Наибольшее влияние на механическую скорость проходки оказывают плотность и наличие твердой фазы бурового раствора. Воздействие вязкости всегда заметно, но менее существенно. Что касается показателя фильтрации, то его влияние установлено: с увеличением показателя фильтрации улучшается разрушение пород долотом на забое скважины.

Путем обработки промысловых данных методами математической статистики удалось установить, что с увеличением плотности ρ бурового раствора механическая скорость проходки гиперболически понижается. Особенно это заметно в интервале $\rho = 1,0 \div 1,5 \text{ г/см}^3$.

Убедительные данные получены при бурении скважин на Кубани, где уточнены требуемые значения гидростатических давлений в скважинах ряда площадей, в результате чего появилась возможность понизить плотность бурового раствора.

На примере площадей Днепровско-Донецкой впадины В.П. Мациевский показал влияние плотности бурового раствора на механическую скорость проходки. С увеличением плотности бурового раствора от 1,2 до 1,4 механическая скорость проходки уменьшалась почти вдвое.

Плотность бурового раствора, г/см^3	1,20	1,24	1,28	1,32	1,35	1,40
Механическая скорость проходки, м/ч.....	7,4	6,6	6,0	5,0	4,5	4,2

Большой опыт по влиянию плотности бурового раствора на показатели работы долот накоплен в процессе разработки Щербелинского газового месторождения, где в первые годы скважины бурили с использованием бурового раствора плотностью $1,8 - 1,9 \text{ г/см}^3$, а в последующие (в связи с падением пластового давления) плотность раствора была постепенно доведена до $1,08 - 1,1 \text{ г/см}^3$. В течение рассматриваемого периода буровой раствор обрабатывали в основном ССБ, КССБ и крахмалом.

В результате анализа материалов более чем по 200 скважинам с одинаковым режимом бурения в интервале 1600—

1800 м установлено, что проходка на долото h_A и механическая скорость проходки v_m экспоненциально зависят от плотности ρ бурового раствора (Е.Т. Струговец)

$$h_A = Ae^{ap}; v_m = Be^{-bp},$$

где A, a, B, b — коэффициенты, зависящие от типа трехшарошечного долота, профиля и вооруженности зуба, механических свойств разбуриваемых пород.

Данные бурения скважин показывают отрицательное влияние твердой фазы на показатели работы долот. По мере увеличения общего содержания твердой фазы механическая скорость v_m и проходка на долото h_A , как правило, уменьшаются.

Влияние твердой фазы на показатели работы долот зависит от способа бурения. Результаты бурения на севере Тюменской области (М.В. Холик и др., 1980) показали, что наиболее вредно на работу долот влияет твердая фаза при турбинном бурении.

Влияние на механическую скорость проходки содержания твердой фазы в растворе исследовано П. Муром. Снижение содержания твердой фазы от 36 до 4 % способствует росту механической скорости проходки. При этом уменьшение количества твердой фазы в области высоких ее концентраций, например, от 24 до 20 % приводит к увеличению v_m всего на 3 %, а уменьшение в области более низких концентраций, например, от 12 до 8 % обеспечивает прирост v_m на 9 %. Эта тенденция усиливается по мере дальнейшего снижения содержания твердой фазы в растворе.

Природа воздействия твердой фазы бурового раствора на эффективность разрушения горных пород выражается, кроме повышения плотности бурового раствора, в ухудшении условий зарождения и распространения трещин, формирующих лунку выкола.

В свете сказанного очевидны смысл и условность предлагаемого М.Д. Нельсоном параметра удельного сопротивления бурению I_6 для оценки влияния твердой фазы на v_m . Удельное сопротивление I_6 представляет собой количественное влияние единицы объема данного твердого тела в определенных условиях. Имея данные о значениях I_6 , можно прогнозировать изменение v_m в зависимости от концентрации твердой фазы в буровом растворе и условий бурения.

Однако не только общая концентрация, но и ее состав заметно влияют на показатели работы долот.

Более детальный анализ показывает, что различные мате-

риалы, составляющие твердую фазу буровых растворов, по-разному влияют на показатели бурения скважин.

Материал.....	Барит	Буровой шлам	Глина
Снижение механической скорости проходки, %, при увеличении содержания твердой фазы на 1 %.....	2,6	4,8	6,7

П р и м е ч а н и е. Общее содержание твердой фазы 4–12 % (по объему).

При эквивалентном объемном содержании частиц бурового шлама и барита снижение скорости в первом случае в два раза больше, чем во втором. Если учесть, что барит повышает плотность бурового раствора в два раза эффективней, чем шлам, то становится очевидным, что при необходимости увеличения плотности бурового раствора следует использовать более тяжелые материалы (например, барит), а не выбуренную породу, стремясь всегда к минимизации объемного содержания его твердой фазы.

Особенно неблагоприятно влияет на работу долота глинистая составляющая бурового раствора: на каждый процент увеличения глинистых частиц в растворе потеря в механической скорости проходки составляет 6–7 %, т.е. более чем в 2,5 раза больше, чем при увеличении на 1 % концентрации барита. Отсюда можно сделать вывод, что в буровом растворе необходимо иметь минимальную концентрацию глинистых частиц и тщательно контролировать и регулировать ее.

Влияние вязкости бурового раствора на механическую скорость проходки менее существенно, чем влияние плотности, однако оно часто заметнее и однозначнее.

С увеличением условной вязкости бурового раствора в среднем от 4–20 до 8–120 с (по ПВ-5) механическая скорость проходки уменьшается на 20–40 %. Особенно заметно это в области повышенных плотностей ($1,3–1,4 \text{ г/см}^3$) бурового раствора (А.Н. Яров, А.Н. Мельничук).

При бурении шарошечными долотами механическая скорость проходки уменьшается с увеличением пластической вязкости. После того как вязкость превысит $40 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, дальнейшее ее увеличение практически не влияет на v_m . Наиболее значительно на v_m влияет изменение вязкости до $28 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (вода).

При бурении алмазными долотами установлена прямая линейная зависимость механической скорости от пластической вязкости бурового раствора в диапазоне $5 \cdot 10^{-3} – 30 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Зависимость механической скорости проходки от пластической вязкости бурового раствора однотипна для частот вращения долота 60 и 180 об/мин.

Особенно тесная корреляция в стендовых условиях наблюдается между механической скоростью проходки и вязкостью фильтрата бурового раствора. При изменении его вязкости в диапазоне $2 \cdot 10^{-3} - 8 \cdot 10^{-3}$ Па·с механическая скорость проходки линейно уменьшается как для шарошечных, так и для алмазных долот в 1,5–2 раза.

Итак, теоретические, лабораторные и промысловые данные подтверждают, что показатель вязкости бурового раствора (или его фильтрата) влияет на эффективность разрушения долотом пород на забое: с увеличением этого показателя условия разрушения пород ухудшаются.

Статистические данные бурения скважин в Днепровско-Донецкой впадине показывают, что механическая скорость проходки надежно коррелируется с показателем фильтрации используемого бурового раствора. Увеличение механической скорости проходки отмечается в связи с ростом показателя фильтрации во всем диапазоне изменения плотности. Особенно это заметно при повышенной плотности бурового раствора, когда при изменении показателя фильтрации от 5 до 30 см³ за 30 мин механическая скорость проходки увеличивается в среднем на 20–50 %.

Природа воздействия фильтрации буровых растворов на механическую скорость проходки выражается в изменении гидродинамических процессов в разрушаемом на забое слое породы.

Для достижения высоких значений v_m необходимо, чтобы начальная фильтрация буровых растворов в момент разрушения породы на забое была высокой, так как это способствует быстрейшему выравниванию перепада давления. Однако при вскрытии продуктивных объектов к выбору показателя фильтрации растворов необходимо подходить избирательно и осторожно, так как качество вскрытия пласта — основной показатель успеха бурения.

Зарубежный и отечественный опыт убеждает, что от степени совершенства технологии промывки скважин в значительной мере зависят механическая скорость проходки и проходка на долото — основные технические показатели бурения скважин. Правильно выбранные тип бурового раствора, показатели его технологических свойств, режим циркуляции и распределение гидродинамических давлений в циркуляционных каналах позволяют довести эти технические

показатели до максимума, а вероятность возникновения осложнений свести к минимуму.

В современной технологии промывки скважин еще много неиспользованных возможностей.

Переход в зарубежной практике бурения скважин на применение буровых растворов с содержанием твердой фазы 3–4 % (вместо 10–12 %) позволил увеличить проходку на долото до 40 %, механическую скорость проходки — до 30 %. Снижение концентрации глинистых частиц на 1 % позволило получить приращение механической скорости проходки в среднем на 6–7 %.

По данным фирм США, затраты времени на промывку составляют в среднем 5 % общего времени на строительство скважин, а стоимость промывки достигает 10 % общей стоимости скважин. Затраты на материалы для буровых растворов в среднем составляют 10 % стоимости скважин.

Условия бурения в объединении "Башнефть" позволили использовать в качестве бурового раствора аэрированную жидкость вместо технической воды: проходка на долото увеличилась на 18–55 %, механическая скорость проходки — на 12–50 %. Дополнительное увеличение этих показателей на 10–15 % получено за счет добавления к технической воде неионогенных ПАВ типа ОП-10 с сульфонолом.

Опыт бурения с промывкой буровыми растворами на водной основе показал, что весьма перспективно добавлять в него смазочные компоненты. Так, применение в качестве подобной добавки окисленного петролатума и дизтоплива позволило увеличить проходку на долото на 27–37 %, а механическую скорость — до 25 %.

Результаты научных исследований и опыт бурения скважин показывают, что даже при использовании в качестве промывочной жидкости воды показатели работы долот могут быть заметно улучшены.

Установлено, что эффективность работы буровых долот при промывке скважины водой можно заметно повысить за счет насыщения воды газообразным агентом (воздухом) и обработкой ее поверхностно-активными веществами.

Как показали экспериментальные исследования, при аэрации технической воды работа долот улучшается: во-первых, эффективнее очистка забоя от обломков пород, во-вторых, снижается гидростатическое давление на забой скважины.

Другим методом повышения эффективности работы долот при промывке скважин технической водой является ее обработка ПАВ.

Комплексные исследования по выявлению роли ПАВ в улучшении показателей работы долот были проведены в БашНИПИнефти. Использовались вещества ОП-10 и превоцел W-0-100. Содержание ПАВ в циркулирующей жидкости изменяли и постоянно контролировали.

При обработке технической воды ПАВ также получили приращение механической скорости проходки, однако обработка газожидкостной смеси ПАВ повышает скорость еще на 7 %.

Считают, что основной эффект влияния ПАВ на работу долот достигается в результате действия адсорбционных слоев на процессы разрушения горных пород (П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач, 1944), а также в результате улучшения очистной способности промывочной жидкости. Под действием ПАВ очистная способность азрированной воды повышается вследствие дополнительного диспергирования пузырьков воздуха и улучшения процесса флотации.

Следовательно, обработку технической и азрированной воды ПАВ можно рассматривать как дополнительный резерв улучшения показателей работы долот при бурении скважин.

Аэрация технической воды, используемой в качестве промывочной жидкости при бурении скважин, и ее обработка поверхностно-активными веществами — мощный резерв увеличения скоростей бурения скважин. Применение вместо воды бурового раствора ухудшает показатели работы долот, хотя общие затраты времени и средств на строительство скважин могут не увеличиваться, но даже уменьшаться благодаря снижению степени осложненности скважины.

Глина, утяжелитель и шлам составляют твердую фазу бурового раствора и влияют на работу долота как непосредственно, так и через показатели его свойств, прежде всего через плотность. Химические реагенты присутствуют в буровых растворах в малых количествах и влияют на показатели бурения только через показатели свойств бурового раствора. Особую роль играют смазывающие добавки, нефть и воздух.

Рецептуру бурового раствора выбирают, прежде всего, с позиции предупреждения осложнений и аварий при бурении скважин.

Для бурового раствора на водной основе аэрация в определенных геолого-технических условиях бурения может использоваться как фактор, способствующий улучшению ско-

рости бурения скважин, так как механизм процессов, приводящих к улучшению очистки забоя от выбуренной породы, и в том и в другом случае одинаков. Кроме того, аэрация уменьшает плотность бурового раствора и, следовательно, снижает гидростатическое давление на забой, что также приводит к улучшению условий разрушения породы долотом.

Опытно-промышленное бурение скважин турбинным способом в отдельных интервалах с промывкой аэрированным буровым раствором показало, что промывка таким раствором позволяет достичь более высоких механических скоростей проходки, чем промывка обычным буровым раствором (О.А. Межлумов и др.).

С применением аэрированного бурового раствора пробурены скважины в интервале 2215–2408 м долотами ИСМ.

Практикой бурения скважин установлено, что при добавлении в буровой раствор компонентов, улучшающих его смазывающие свойства, возрастают показатели работы долот. Причем для каждой конкретной рецептуры бурового раствора и типа долота существует оптимальная концентрация, при которой достигается наибольший эффект повышения скорости проходки.

Считают, что такие добавки приводят к "ранней" турбулизации потока бурового раствора, улучшая очистную и выносную их способность. Нефть служит добавкой, вызывающей "раннюю" турбулизацию потока бурового раствора.

Из практики бурения скважин известно, что буровой раствор на углеводородной основе обходится очень дорого. К тому же он создает определенные неудобства для обслуживающего персонала и часто пожароопасен. Однако с помощью таких растворов можно достичь тех результатов, которых невозможно достичь растворами на водной основе, например, при вскрытии продуктивных горизонтов.

Растворы на углеводородной основе могут обеспечить высокие показатели работы долот. Такие растворы более устойчивы к высоким температурам, позволяют избежать осложнений при бурении солевых отложений и пород, склонных к набуханию в водных средах. Положительна роль раствора при наличии сероводорода и двуокиси углерода, так как дисперсионная среда раствора неэлектропроводна. Умело регулируя водосодержание в них, можно на длительный период избежать осыпей и обвалов в неустойчивых глинистых разрезах.

В 1967 г. С.Р. Lawhon сообщил результаты экспериментов

по определению влияния воды в дизельном топливе на скорость проходки в известняках проницаемостью $(0,35 - 1,3)10^{-13} \text{ м}^2$ и в песчаниках проницаемостью до $5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ при бурении шарошечным долотом малого диаметра ($d \approx 32 \text{ мм}$). Он установил, что скорость проходки с чистым дизельным топливом составляла 98 % скорости проходки при бурении на воде; для бурового раствора она составляла 86 %; при увеличении содержания воды от 5 до 40 % относительная скорость проходки несколько увеличилась (на 7 %).

На основе своих опытов С.Р. Lawhon сделал следующие выводы:

маловязкий раствор на нефтяной основе, в частности дизельное топливо, позволяет получить такую же скорость проходки, как и с использованием технической воды;

растворы на углеводородной основе с высокой концентрацией воды позволяют обеспечить примерно такую же скорость проходки, как и высококачественные буровые растворы на водной основе с оптимальной добавкой смазывающих веществ (нефть, гудроны и др.). Позже эти выводы были подтверждены.

Положительный опыт применения в качестве бурового раствора гидрофобной эмульсии, стабилизатором для которой служит многотоннажный продукт нефтехимической промышленности — окисленный петролатум, описан А.Г. Розенгафтом. Путем введения в эту эмульсию гидроокиси кальция достигается хорошая агрегативная устойчивость, позволяющая увеличить ее "глиноемкость" до 20 % по весу. Такая эмульсия включает в себя до 45 % дизельного топлива или нефти, до 50 % воды, до 5 % окисленного петролатума, до 3—5 % гидроокиси кальция. В зависимости от минералогического состава хемогенных пород вода может насыщаться хлористыми солями натрия, магния или кальция.

В Мамонтовском УБР б. объединения "Зипсиббурнефть" разработан и внедрен маловязкий нефтеэмульсионный буровой раствор (МНЭГР), который получают путем добавления в буровой раствор на водной основе нефти совместно с эмульгатором неионогенного типа и перевода его в устойчивую эмульсию.

Применение МНЭГР при бурении скважин позволило улучшить показатели работы долот: проходка на долото увеличилась в среднем на 15 %, а механическая скорость проходки — на 7 %.

Применение нефтеэмульсионных растворов позволяет сохранить устойчивым ствол скважины в глинистых отложениях

ях, что не ухудшает показатели долота, а способствует улучшению выноса керна и сохранению естественной проницаемости нефтеносных горизонтов.

Преимущества растворов на углеводородной основе по сравнению с растворами на водной основе объясняются следующим.

1. Фильтрат РУО представлен углеводородами, благодаря чему исключается набухание глинистых минералов, сохраняются естественная устойчивость глинистых резервов и естественная проницаемость гранулярных коллекторов, в цементирующем веществе которых присутствует глина.

2. РУО не только предотвращает диспергирование шлама, особенно при бурении в глинах, но и агрегирует мелкие частицы в более крупные. В результате этого не только улучшается степень очистки забоя и ствола скважины от обломков породы, но и резко повышается эффективность очистки промывочной жидкости от шлама.

3. РУО обладает хорошей смазывающей способностью, в результате чего не только уменьшается вероятность замяжек-посадок, прихватов бурильной колонны, степень ее скручивания при вращении ротором, но самопроизвольно увеличивается нагрузка на долото в связи с уменьшением силы трения труб о стенки скважины при одинаковых значениях осевых нагрузок, определяемых на поверхности по индикатору веса. Это способствует увеличению скорости проходки.

4. Вязкость РУО уменьшается при повышенных температурах, что может стать положительным при бурении глубоких высокотемпературных скважин, так как вызывает раннюю турбулизацию потока под долотом.

Однако, несмотря на все эти преимущества, буровые растворы на углеводородной основе следует рассматривать как предназначенные главным образом для вскрытия нефтегазоносных горизонтов и бурения в разрезах, осложненных неустойчивыми глинистыми породами, хемогенными отложениями и массивом многолетнемерзлых пород. Более широкому их применению будут и впредь препятствовать высокая стоимость, неудобство в обслуживании, взрыво- и пожароопасность, расход важных материалов, трудность хранения и утилизации после окончания бурения скважины, а также другие проблемы, связанные с качеством крепления скважин и разобщения пластов, глубинными геофизическими исследованиями и охраной окружающей среды.

2.8. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА ПРОМЫВКИ НА СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ

Одна из главных функций циркулирующего бурового раствора — очистка забоя и ствола скважины от обломков породы. От эффективности выполнения этой функции в значительной мере зависит скорость проходки скважины. Однако в ряде случаев гораздо больше на скорость бурения влияет другой фактор циркуляции — гидромониторный эффект размыва забоя: с увеличением скорости истечения бурового раствора из насадок долота скорость бурения увеличивается.

Скорость и режим циркуляции бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, значение дифференциального давления на забое, качество очистки забоя и ствола от разрушенной породы, степень размыва скважины, энергетические затраты на циркуляцию, т.е. то, что прямо влияет на скорость бурения скважин.

С повышением производительности промывки будет интенсифицироваться размыв породы на забое, улучшаться удаление шлама с забоя, при этом скорость бурения должна увеличиваться. Однако возникают также отрицательные моменты: повышается дифференциальное давление на забое за счет увеличения потерь напора в кольцевом пространстве и давления падающей на забой струи бурового раствора, интенсифицируется процесс размыва стенок ствола скважины восходящим потоком, растут энергетические затраты на циркуляцию, могут возникнуть поглощения бурового раствора.

Таким образом, при выборе гидравлической программы промывки скважины для каждого конкретного случая должно быть принято компромиссное решение, позволяющее достичь высоких скоростей бурения при минимальных затратах на процесс бурения. При этом скорость и направление истечения бурового раствора из насадок долота, режим циркуляции под долотом в кольцевом пространстве скважины, дифференциальное гидродинамическое давление на забое — основные показатели промывки, влияющие на эффективность процесса бурения.

Все показатели промывки определяются прежде всего значением подачи буровых насосов и настолько тесно взаимосвязаны, что зачастую их роли трудно разделить (В.С. Федоров, Н.А. Колесников, Г.Д. Бревдо и др.).

Производительность циркуляции бурового раствора — комплексный показатель промывки скважин. С ростом этого значения улучшается очистка забоя, а следовательно, повышается эффективность работы долота. В то же время увеличиваются потери давления в кольцевом пространстве и растет гидродинамическое давление на забой, создаются неблагоприятные условия для отхода сколотой долотом частицы от забоя, КПД долота снижается, вследствие чего уменьшаются механическая скорость проходки и проходка на долото.

В.С. Федоровым установлено, что существует определенный предел технологически необходимого расхода промывочной жидкости, дальнейшее увеличение которого нерационально. Этот предел диктуется, в первую очередь, необходимостью обеспечения эффективной очистки забоя от шлама. Он находится опытным путем.

При рассмотрении влияния плотности бурового раствора на показатели работы долота показано, что в разных условиях бурения оно количественно разное и зависит также от глубины скважины, типа пород, порового давления и т.д. Лучшее всего проходка на долото и механическая скорость проходки коррелируются с дифференциальным статическим давлением (с разностью между гидростатическим и внутрипоровым давлениями). Чем меньше эта разность, тем эффективней порода разрушается долотом. Очевидно, дифференциальное давление на забое является комплексным гидродинамическим параметром, который значительно влияет на характер взаимодействия долота с породой на забое.

С увеличением производительности циркуляции бурового раствора растут гидравлические потери в кольцевом пространстве скважины и в связи с этим повышается гидродинамическое давление на забой. Особенно это заметно при переходе от ламинарного режима течения к турбулентному. Потери давления в кольцевом пространстве скважины могут при этом измениться на несколько мегапаскалей. Эти значения иногда малы по сравнению с гидростатическим давлением столба бурового раствора, однако и они могут оказать решающее влияние, особенно тогда, когда гидростатическое и пластовое (внутрипоровое) давления близки по значению, что характерно для современной технологии бурения скважин.

Таким образом, отрицательным последствием интенсификации промывки скважины может стать увеличение дифференциального давления на забое скважины и, как следствие, ухудшение условий разрушения породы на забое скважины.

Один из основных факторов, влияющих на эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины, — качество очистки забоя от обломков породы циркулирующим буровым раствором (под качеством очистки забоя будем понимать скорость смыва и количество смываемых частиц шлама). Как правило, бурение (особенно турбинное) осуществляется в условиях несовершенной очистки забоя скважины. Из-за зашламленности забоя зубья породоразрушающего инструмента не имеют непосредственного контакта с поверхностью разрушаемой породы; осевая нагрузка со стороны долота воспринимается не только забоем, но и шламовой подушкой. Эффективность внедрения зубца долота в забой скважины существенно ухудшается, скорость проходки уменьшается.

Выполненные в б. Уфимском нефтяном институте исследования показали, что даже тонкий слой шлама на поверхности мрамора на 30–40 % снижает передаваемое на мрамор усилие со стороны вдавливаемого пуансона (зубца).

Лабораторными исследованиями, выполненными фирмой "Эссо Продакшин" с помощью микродолот, установлено, что механическая скорость проходки наилучшим образом коррелируется с функцией числа Рейнольдса. Последующие промышленные исследования, выполненные фирмой "Империэл Ойл" в Канаде, подтвердили характер этой зависимости.

Считается, что причиной тесной корреляции между механической скоростью проходки и числом Рейнольдса потока бурового раствора под долотом служит то, что число Рейнольдса является показателем толщины пограничного слоя бурового раствора у забоя. А сам пограничный слой затрудняет смыв обломков породы с забоя.

При $Re = 100 \div 1000$ характерна ситуация, когда обломки породы удаляются вихрями, которые образуют движущиеся зубцы долота. При этом пограничный слой настолько велик, что при неподвижном долоте обломки породы с забоя потоком бурового раствора не смываются. В этом случае механическая скорость проходки не зависит от числа Рейнольдса.

По мере увеличения числа Рейнольдса в диапазоне от 10^3 до 10^5 вихревые потоки начинают достигать забоя. В результате уменьшения толщины пограничного слоя качество очистки забоя от обломков породы улучшается, и, как следствие, увеличивается механическая скорость проходки. В этом диапазоне чисел Рейнольдса темп увеличения механической скорости проходки наибольший.

При $Re = 10^5 + 10^6$ интенсивность роста механической скорости проходки по-прежнему заметно снижается.

Наконец, при числах Рейнольдса более 10^6 достигается совершенная очистка забоя, и механическая скорость проходки снова не зависит от числа Рейнольдса. Обломки породы с забоя удаляются сразу же после их образования и не попадают повторно под зубья долота. Поэтому дальнейшее увеличение числа Рейнольдса не способствует заметному увеличению механической скорости проходки за счет улучшения качества очистки забоя.

Однако это не исключает дальнейшего повышения эффективности работы долота путем увеличения осевой нагрузки и частоты его вращения, скорости истечения бурового раствора из насадок долота и т.д.

Приведенная корреляция между механической скоростью проходки и числом Рейнольдса подтверждена промышленным экспериментом, в котором механическая скорость проходки фиксировалась в одной и той же скважине каждые 9–10 м, а числом Рейнольдса управляли с помощью специального над-долотного переводника и трехшарошечного долота с двумя комплектами насадок.

Затем числом Рейнольдса управляли с помощью вязкости бурового раствора. Для этого каждые 10 м бурили с использованием поочередно буровых растворов с разной вязкостью (всего использовано шесть растворов и техническая вода). Оказалось, что независимо от способа изменения числа Рейнольдса при одинаковых его значениях достигается одинаковый результат по механической скорости проходки. На основании полученных данных сделан вывод о том, что число Рейнольдса — объективный комплексный параметр, характеризующий качество очистки забоя скважины от шлама циркулирующим буровым раствором.

Для практического применения результатов описанных исследований и экспериментов предлагается использовать понятие индекса механической скорости проходки (ИМС), который связывают с числом Рейнольдса следующими эмпирическими зависимостями: при $Re < 1900$ $ИМС = 0,04$; при $1900 \leq Re \leq 5 \cdot 10^4$ $ИМС = 0,001 Re^{0,45}$; при $5 \cdot 10^4 \leq Re \leq 5 \cdot 10^5$ $ИМС = 0,01 Re^{0,27}$; при $Re > 5 \cdot 10^5$ $ИМС = 0,32$.

Индекс механической скорости проходки отражает лишь влияние свойств бурового раствора и режима циркуляции в поддолотной зоне на качество очистки забоя от выбуренной породы, но он не учитывает эффект размыва забоя гидромониторной струей. Для перехода через этот показатель ИМС к

абсолютному значению механической скорости проходки необходимо знать для данных конкретных условий значение механической скорости и соответствующее ему значение ИМС:

$$v_{\text{мх}} = \frac{v_{\text{мА}}}{(\text{ИМС})_{\text{А}}} (\text{ИМС})_{\text{х}},$$

где $v_{\text{мх}}$, $v_{\text{мА}}$ — соответственно искомая и известная механическая скорость проходки; $(\text{ИМС})_{\text{х}}$, $(\text{ИМС})_{\text{А}}$ — индексы механической скорости проходки соответственно для $v_{\text{мх}}$ и $v_{\text{мА}}$.

Максимум ИМС показывает, что при данных режимных параметрах долота будет достигнута максимальная механическая скорость проходки.

Расчеты показывают, что при прочих равных условиях ИМС выше при меньшем числе насадок на долоте. Это подтверждено результатами промысловых экспериментов: закупоривали в период долбления 1–2 насадки долота и при этом никогда не уменьшалась механическая скорость проходки, а часто, наоборот, увеличивалась.

Таким образом, режим течения бурового раствора под долотом может существенно повлиять на показатели работы долота, так как служит определяющим фактором в степени очистки забоя от шлама.

Из отечественной и зарубежной практики бурения скважин известно, что по мере увеличения скорости истечения бурового раствора из отверстий долота разрушение забоя долотом интенсифицируется. Это обусловлено, с одной стороны, увеличением количества подаваемой к забою промывочной жидкости, а с другой — увеличением кинетической энергии струи, бомбардирующей поверхности забоя. Механическая скорость проходки тесно коррелируется с гидравлической мощностью, срабатываемой на долоте, и со скоростью струи бурового раствора в насадках долота: с увеличением этих параметров механическая скорость проходки увеличивается.

Промыслово-экспериментальные работы (ВНИИБТ) при бурении роторным способом позволили установить, что с увеличением скорости истечения струи из насадок гидромониторных долот от 56 до 111–127 м/с при практически неизменной производительности циркуляции бурового раствора достигалось увеличение механической скорости проходки почти в два раза. Установлено, что с увеличением перепада давления на насадках долота от 2,0 до 10,5 МПа при произво-

дительности циркуляции 20–26 л/с механическая скорость проходки возрастала в два-три раза. Причем наиболее интенсивный рост механической скорости проходки отмечался в диапазоне перепадов давлений на насадках 3,0–8,0 МПа. При перепаде на насадках более 9,0 МПа зависимость механической скорости проходки от скорости истечения бурового раствора из насадок долота заметно ослабевала.

На основании выполненных работ в Ставрополье сделаны практически важные выводы о роли скорости истечения струи из насадок гидромониторных долот в процессе разрушения пород на забое: при увеличении скорости истечения от 40–70 до 100–110 м/с при бурении в мягких породах можно повысить механическую скорость проходки на 50–100 % и рейсовую скорость бурения — на — 10–60 %; в породах средней твердости в этом случае можно достичь увеличения механической скорости проходки на 30–80 %.

На эффективность размыва породы гидромониторной струей значительно влияет гидростатическое давление: с увеличением его эффективность размыва забоя струей снижается. Но если с технологической точки зрения положительная роль высокоскоростной струи в разрушении породы долотом очевидна, то целесообразность применения гидромониторных долот при бурении в разных геологических условиях определяется прежде всего прочностными характеристиками разбуhrиваемых пород.

Экспериментальным путем установлено (Б.В. Байдюк, Р.В. Винярский), что при действии гидромониторной струи на забой скважины могут наблюдаться три частных эффекта, в совокупности определяющие роль струи в разрушении забоя.

Первый — эффект смыва с забоя сколотых частиц породы (шламовой подушки). Как было указано выше, он определяется не столько силой удара струи о забой, сколько режимом течения промывочной жидкости в поддолотной зоне. Второй заключается в выемке недоразрушенной породы и в разрушении перемычек между лунками, образовавшимися под зубцами долота. Третий заключается в непосредственном разрушении струей материнской породы.

Согласно исследованиям Н.А. Колесникова, А.К. Рахимова и других выявляется четвертый эффект воздействия гидромониторной струи. С увеличением скорости взаимодействия струи с забоем проницаемых горных пород возрастает интенсивность смыва глинистой корки, что обуславливает рост давления на глубине разрушения и снижает напряжения в

скелете породы. В итоге облегчаются условия и эффективность разрушения горных пород.

Частные гидромониторные эффекты зависят от соответствующего сочетания твердости и проницаемости породы. При этом суммарный гидромониторный эффект для одной и той же породы не является монотонной зависимостью от удельного давления струи на забой, а представляет собой сменяющие друг друга участки усиления и ослабления эффекта, а значения удельных давлений, соответствующие этим участкам, зависят от твердости и сплошности породы.

Итак, совершенствование гидравлической программы промывки скважин — важный резерв повышения скоростей бурения, особенно в мягких и средних породах при использовании гидромониторных долот.

После установления влияния различных показателей технологического процесса промывки на скорости бурения скважин появляется возможность сформулировать основные требования к буровым растворам, которые вытекают из необходимости обеспечения в процессе бурения:

- минимального дифференциального давления на забое;
- минимальной толщины фильтрационно-шламовой подушки на забое;
- совершенной очистки забоя от обломков разрушенной долотом породы;
- максимальной силы удара о забой струи бурового раствора, вытекающего из насадок долота.

С позиций достижения наилучших показателей работы долот и повышения скоростей бурения скважин к буровым растворам можно предъявить следующие основные требования:

- 1) жидкая основа буровых растворов должна быть маловязкой и иметь низкое значение поверхностного натяжения на границе с горными породами;
- 2) в твердой фазе бурового раствора концентрация глинистых частиц должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы — максимальной;
- 3) буровые растворы должны быть недиспергирующими под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах. Они должны обладать стабильными показателями технологических свойств;
- 4) буровые растворы должны быть химически нейтральными по отношению к разбураживаемым породам, не вызывать их диспергирования и набухания;

5) буровые растворы не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;

6) желательно, чтобы буровые растворы в своем составе имели не менее 10 % смазывающих добавок, а также содержали газообразную фазу.

Естественно, эти общие требования не являются догмой, а их выполнение во многом зависит от геолого-технических условий бурения. Однако они позволяют выбрать именно тот раствор, который не только исключит осложнения и аварии в скважине, но и обеспечит высокие скорости ее бурения. При этом, конечно, в каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного раствора с учетом технической оснащенности буровой установки, оперативности снабжения ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т.д.

Выполнение на практике сформулированных общих требований к буровому раствору необходимо, но недостаточно для выбора бурового раствора с целью обеспечить сохранность проницаемости продуктивного горизонта.

Безусловно, только реализация наиболее полного комплекса предложенных мероприятий позволит достичь заметного повышения эффективности бурения скважин. Использование лишь некоторых мероприятий вряд ли позволит достичь стабильного технологического и экономического эффекта.

2.9. ЭНЕРГЕТИКА ПРОЦЕССОВ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

В основе энергетики процессов разрушения горных пород лежат законы Риттингера и Кирпичева, определяющие расход энергии на разрушение (измельчение) горных пород. В физическом отношении эти законы одинаково обоснованы, однако чаще пользуются первым. Установлено, что при тонком измельчении минеральных тел закон Риттингера соблюдается с большой точностью.

В соответствии с этим законом работа, затраченная на измельчение горной породы, пропорциональна приращению поверхности материала, поэтому можно записать $A_s = H_s \Delta S$, где A_s — работа, затраченная на измельчение; H_s — работа,

которую необходимо выполнить на образование единицы поверхности; ΔS — приращение поверхности.

Затрачиваемая на разрушение работа A_s может быть дифференцирована на: работы, идущие на образование новой поверхности горной породы A_v , работы, идущие на упругие и пластические деформации $A_{уп}$, которые сопровождают процесс разрушения, но не приводят к образованию новой поверхности; работы трения $A_{тр}$. Следовательно, H_s всегда значительно больше поверхностной энергии σ .

Так как горная порода имеет трещины и поры, работу на ее разрушение можно представить в виде

$$A_s = H_s(S - S_{тр}) = H_s\lambda S,$$

где S — общая поверхность частиц; $S_{тр}$ — общая поверхность трещин и пор; $\lambda = 1 - S_{тр}/S$.

В начальной стадии разрушения трещиноватость и пористость играют, естественно, большую роль, чем в дальнейшем.

Работу A_s можно выразить через потребляемую мощность N ; при этом учитывают, что объем V выбуренной породы пропорционален механической скорости проходки v_m и квадрату диаметра скважины d^2 или долота (без учета дробления породы при образовании каверн):

$$H_s\lambda D d^2 v_m / N = \text{const},$$

где D — дисперсность измельченной массы.

Работу разрушения (A_v , A_Q , A_s) можно определять по-разному:

$$A_v = A/V,$$

где V — объем разрушаемой породы;

$$A_Q = A/Q,$$

где Q — масса разрушаемой породы;

$$A_s = A/S,$$

где S — вновь образованная поверхность.

О.А. Шрейнер пользовался контактной работой $A_{ск}$, т.е. отношением полной работы A к площади контакта разрушающего инструмента S_k :

$$A_{ск} = A/S_k.$$

По удельной контактной работе осадочные породы могут быть разделены на десять категорий.

Энергоемкость разрушения горных пород зависит от силы

удара при динамическом разрушении, которая, в свою очередь, определяется нагрузкой и скоростью ее приложения, формой разрушающего инструмента и др.

Для случая, когда изменения объемной работы от работы удара обуславливаются изменением нагрузки и постоянством скорости ее приложения, экспериментальные данные и их анализ показывают, что при некоторой малой энергии одного удара разрушения горной породы не происходит и поэтому объемная работа разрушения бесконечно велика, так как она полностью расходуется на упругие и пластические деформации. Коэффициент полезного действия η разрушения равен нулю. Глубина погружения породоразрушающего инструмента ничтожно мала и обуславливается только уплотнением породы. При постепенном увеличении работы удара изменения объемной работы из области упругих переходят в область остаточных деформаций. Наконец, при некоторой энергии A_1 удара, которой соответствует минимальная объемная работа, порода разрушается. Поскольку энергия каждого удара используется полностью, КПД имеет максимальное значение. При дальнейшем увеличении энергии удара от A_1 до A_2 возрастает ее нереализованная часть, используемая на упругие деформации, уплотнение породы и образование в ней зоны предразрушения. С возрастанием объемной работы КПД при этом уменьшается. Углубление разрушающего инструмента мало и ограничено уплотнением породы.

Разность $A_2 - A_1$ не используется после разрушения породы на глубину, соответствующую первому скачку погружения. Усилие, необходимое для преодоления каждого последующего скачка, больше предыдущего, т.е. после каждого последующего скачка область упругих и остаточных деформаций возрастает; увеличивается и число участков, где не происходит приращения объема разрушений горной породы.

С увеличением скорости приложения нагрузки при постоянном запасе работы объемная работа уменьшается, асимптотически приближаясь к некоторому значению.

Влияние формы породоразрушающего инструмента (штамп — сфера — призма) на энергоемкость процесса разрушения пород при статическом и динамическом вдавливании сводится к следующему:

абсолютные значения объемных работ при динамическом вдавливании в несколько раз выше, чем при статическом;

геометрическая форма породоразрушающего инструмента оказывает существенное влияние на объемную работу;

наименьшая объемная работа наблюдается при вдавлива-

нии цилиндрического штампа, наибольшая — при вдавливании призмы, т.е. бурить крепкие породы шарошечными долотами с цилиндрическими зубцами значительно выгоднее, чем с призматическими.

Удельная работа разрушения увеличивается пропорционально росту прочности на сжатие или твердости горной породы. Из теории известно, что объемная работа разрушения пропорциональна квадрату твердости. Однако противоречия здесь нет, так как во время разрушения подавляющая часть затраченной работы идет на преодоление сил трения, пропорциональных твердости в первой степени.

На объемную работу разрушения пород оказывает влияние активность среды. По Л.А. Шрейнеру, эффективность действия адсорбционных слоев падает почти до нуля, когда объемная работа достигает минимального значения; эффективность действия ПАВ достигает максимума, когда работа разрушения максимальна при A_2 , так как в этом случае в породе возникает зона предразрушения, характеризующаяся развитой системой трещин. Следовательно, положительное действие ПАВ проявляется тогда, когда работа удара не соответствует минимуму удельной работы разрушения и особенно когда для разрушения требуется много ударов. При однократном разрушении среда не влияет на объемную работу разрушения.

Во время бурения скважин с увеличением механической скорости проходки v_m удельная работа A_y разрушения убывает:

$$A_y = av_m^{-n},$$

где a — величина, зависящая от условий и параметров режима бурения и типа долота; n — показатель, зависящий от степени измельчения выбуриваемой породы; он колеблется от 0,5 до 0,25.

Экспериментально установлено, что удельная энергия, расходуемая при бурении шарошечными долотами с объемным разрушением породы, составляет $(28,8 - 32,4) \cdot 10^6$ Дж.

При бурении с усталостным разрушением удельный расход энергии достигает $(72 - 108) \cdot 10^6$ Дж, а при бурении с поверхностным разрушением (истиранием) удельной энергии требуется $(180 - 216) \cdot 10^6$ Дж.

3

ГИДРОМЕХАНИКА В БУРЕНИИ

При бурении нефтяных и газовых скважин практически все технологические процессы и операции сопровождаются различными гидромеханическими явлениями, которые во многом определяют качество и эффективность буровых работ.

Гидромеханика или механика жидкости рассматривает явления, связанные с покоем жидкости (гидростатика) и ее движением (гидродинамика). При этом основное внимание уделяется решению двух задач: нахождению силового взаимодействия жидкости с окружающими ее твердыми телами и определению распределения скоростей и давлений внутри жидкости.

3.1. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И МОДЕЛИ ЖИДКОСТЕЙ

Основным предметом изучения гидромеханики является жидкость — агрегатное состояние вещества, сочетающее в себе черты твердого (сохранение объема, определенная прочность на разрыв и др.) и газообразного (изменчивость формы, подвижность и др.) состояний. Все жидкости способны в той или иной мере изменять свой объем под действием сжимающих усилий, т.е. обладают сжимаемостью. Это свойство характеризуется коэффициентом сжимаемости

$$\beta_p = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp},$$

где V — объем жидкости; p — давление.

Объем жидкостей изменяется и вследствие температурных

воздействий. Это свойство жидкостей характеризуется коэффициентом теплового расширения

$$\beta_T = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dT},$$

где T — температура.

Коэффициенты сжимаемости и теплового расширения обычно принимают постоянными, так как для давлений и температур, представляющих интерес для практики бурения, их изменение незначительно. В этом случае изменение объема можно определять по формулам

$$V = V_0(1 - \beta_p \Delta p);$$

$$V = V_0(1 + \beta_T \Delta T),$$

где V_0 — начальный объем.

В гидромеханике жидкость представляется сплошной средой с непрерывным распределением в ней основных физических свойств, т.е. все механические характеристики являются функциями координат точки и времени. В этом заключается гипотеза о непрерывности и сплошности жидкой среды.

Одна из основных физических величин, характеризующих жидкость, — плотность

$$\rho = \lim_{\Delta V \rightarrow 0} \frac{\Delta M}{\Delta V},$$

где ΔM — масса жидкости в объеме ΔV .

По плотности жидкости можно определять удельный вес γ , характеризующий объемные силы тяжести, согласно формуле

$$\gamma = \rho g,$$

где g — ускорение силы тяжести.

Принимая во внимание сжимаемость и тепловое расширение, имеем $\rho = f(p, T)$, а с учетом коэффициента сжимаемости и теплового расширения

$$\rho_p = \frac{\rho_0}{1 - \beta_p \Delta p};$$

$$\rho_T = \frac{\rho_0}{1 + \beta_T \Delta T}.$$

Все реальные жидкости обладают свойством сопротивляться усилиям, касательным к поверхности выделенного объема,

т.е. усилиям сдвига. Это свойство называют вязкостью. Причина ее возникновения — диффузия молекул, сопровождающаяся переносом количества движения из одного слоя в другой и тем самым обуславливающая возникновение сил внутреннего трения в жидкости. Для того чтобы дать определение подобного рода силам, рассмотрим равновесие выделенного в жидкости элементарного объема.

В общем случае действующие силы можно разделить на поверхностные и объемные. К поверхностным силам относятся силы трения, поверхностного натяжения, упругости; к объемным — силы тяжести, инерции, электрического и магнитного взаимодействия и др. В общем случае поверхностные силы разлагаются на нормальную и касательную составляющие. Первая вызывает деформацию сжатия, и в гидромеханике ее называют давлением и обозначают p , а вторая вызывает деформацию сдвига или напряжения трения, и ее обозначают τ . Взаимосвязь между касательными напряжениями τ и характеристиками движения жидкости обуславливает реологические свойства.

Если рассмотреть две параллельные площадки в движущейся жидкости, которые отстоят друг от друга на расстоянии dh и движутся со скоростями соответственно v и $v + dv$, то жидкость, подчиняющаяся закону вязкости Ньютона, имеет следующую формулу для определения касательного напряжения:

$$\tau = \eta \frac{dv}{dh},$$

где η — коэффициент внутреннего трения или динамической (абсолютной) вязкости.

На практике используют коэффициент кинематической вязкости

$$\nu = \eta / \rho.$$

Наряду с жидкостями, подчиняющимися закону Ньютона (например, вода), в практике бурения приходится иметь дело с жидкостями, которые отклоняются от этого закона. Их называют неньютоновскими или аномальными. Взаимосвязь деформаций и напряжений для подобных жидкостей является предметом изучения реологии — раздела физической механики. В общем случае в зависимости от реологического поведения жидкости можно разделить на две основные группы.

К первой группе относятся:

вязкопластичные жидкости, для которых

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{dv}{dn},$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига; η — коэффициент структурной вязкости;

аномально вязкие жидкости, для которых

$$\tau = k \left(\frac{dv}{dn} \right)^n,$$

где k — коэффициент консистентности; n — показатель степени; при $n < 1$ аномально вязкие жидкости называют псевдопластичными, при $n > 1$ — дилатантными, т.е. расширяющимися или растягивающимися, а при $n = 1$ имеем ньютоновскую жидкость.

Ко второй группе относятся жидкости, которые обладают свойствами твердого тела и жидкости, т.е. проявляют упругое восстановление формы после снятия напряжения. Эти жидкости называют вязкоупругими, и к ним относится модель Максвелла, или модель релаксирующего тела, для которого

$$\frac{1}{\eta} \tau + \frac{1}{G} \frac{d\tau}{dt} = \frac{dv}{dh},$$

где G — модуль упругости при сдвиге.

Для этих тел важным параметром является время релаксации $t = \eta/G$, которое характеризует время затухания упругих напряжений в жидкости. Так, в случае $dv/dn = 0$ для этих тел имеем

$$\tau = \tau_0 \exp\left(-\frac{G}{\eta} t\right),$$

где τ_0 — начальное упругое напряжение сдвига при мгновенном напряжении.

Из этого выражения следует, что при $t = \eta/G$ напряжение в жидкости уменьшится в e раз, а при $t \rightarrow \infty$ оно станет равным нулю, т.е. напряжение в теле полностью исчезнет. Чем меньше для жидкости время релаксации ($G \rightarrow \infty$), тем слабее проявляются твердообразные свойства таких жидкостей, так как в их модели член, содержащий $d\tau/dt$, будет стремиться к нулю, и поведение тела станет ньютоновским.

При рассмотрении неньютоновских жидкостей вводится понятие эффективной вязкости η_e , которое для вязкопластичных жидкостей определяется по формуле

$$\eta_0 = \eta + \frac{\tau_0}{dv/dn},$$

а для аномально вязких жидкостей

$$\eta_0 = k + \left(\frac{dv}{dn} \right)^{n-1}.$$

Использование приведенных гидромеханических моделей и свойств жидкостей позволяет решить основные задачи гидромеханики в бурении.

3.2. ГИДРОСТАТИКА И ЭЛЕМЕНТЫ ДИНАМИКИ ЖИДКОСТЕЙ

Равновесие (покой) жидкостей изучает гидростатика, одним из основных положений которой является закон: давление в любой точке покоящейся жидкости остается постоянным для всех площадок, проходящих через эту точку: $p_x = p_y = p_z = p_n$, где p_x , p_y , p_z , p_n — гидростатические давления на площадках, перпендикулярных соответственно к осям x , y , z , n .

Будучи независимым от ориентировки площадок, само гидростатическое давление в разных точках жидкости может быть различным, т.е. $p = f(x, y, z)$.

Если рассмотреть равновесие элементарного объема покоящейся жидкости плотностью ρ в поле тяжести или любой другой силы, имеющей на осях x , y , z проекции X , Y , Z ускорений, соответствующих этой силе, то имеем следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} X - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} = 0; \\ Y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} = 0; \\ Z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} = 0, \end{cases}$$

которая называется уравнениями гидростатики Эйлера.

Если в качестве силы выступает сила тяжести, то имеем для проекций ее ускорений $X = 0$; $Y = 0$ и $Z = -g$, где g —

последнем выражении знак минус связан с тем, что ось направлена вверх.

Тогда уравнения Эйлера примут вид:

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} = 0; \quad \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} = 0; \quad \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} = -g.$$

Первые два уравнения указывают на то, что давление не зависит от координат x и y , т.е. одинаково во всех точках любой горизонтальной плоскости, а из третьего получаем:

$$\frac{dp}{dz} = -\rho g = -\gamma,$$

где γ — удельный вес.

Для несжимаемой жидкости, т.е. $\gamma = \text{const}$ или $\rho = \text{const}$, после интегрирования имеем $p + \gamma z = C$, где C — постоянная интегрирования.

Если в какой-либо точке покоящейся жидкости с координатой известно давление p_0 , то $C = p_0 + \gamma z_0$.

Следовательно, в общем случае для произвольной координаты имеем следующее основное уравнение гидростатики:

$$p = p_0 + \gamma(z_0 - z) \quad \text{или} \quad \frac{p}{\gamma} + z = \frac{p_0}{\gamma} = z_0,$$

т.е. для всех точек покоящейся однородной жидкости сумма пьезометрической p/γ и геометрической z высот имеет одинаковое значение. Отметим, что согласно этому соотношению для поверхности уровня ($p = p_0$) имеем $z = \text{const}$, т.е. поверхности уровня жидкости — горизонтальные плоскости.

Основное уравнение гидростатики позволяет сделать ряд весьма важных для практики выводов. Так, если рассматривать сообщающиеся сосуды, на поверхности жидкости которых действует давление p_a , то для однородной вязкой жидкости в обоих сосудах уровень будет располагаться на одной высоте. Если же в сосудах будут находиться вязкие жидкости разной плотности ρ_1 и ρ_2 , то $z_1/z_2 = \rho_2/\rho_1$ или $z_1/z_2 = \gamma_2/\gamma_1$, т.е. высоты уровней в сообщающихся сосудах, отсчитанные от поверхности раздела несмешивающихся вязких жидкостей, обратно пропорциональны их плотностям.

Если к свободной поверхности одного из сообщающихся сосудов приложить избыточное давление, т.е. $p_{a1} > p_{a2}$, то для вязкой однородной жидкости уровень в другом сосуде установится в положении z_2 , для которого

$$z_2 - z_1 = (p_{a1} - p_{a2}) / \gamma = \Delta p / \gamma$$

или

$$\gamma(z_2 - z_1) = \Delta p.$$

На этом принципе основаны пьезометрические приборы для измерения давлений.

Иная картина будет наблюдаться, если в сообщающихся сосудах находится вязкопластичная жидкость. В этом случае необходимый перепад давления для подъема жидкости на высоту z_2 определится по формуле

$$\Delta p = \gamma(z_2 - z_1) + \frac{4\tau_0(z_2 - z_1)}{d},$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига; d — диаметр сообщающихся сосудов; z_2, z_1 — высота сосудов от их общего дна.

Дополнительный член в этой формуле отражает необходимый дополнительный перепад давления для преодоления предельного напряжения сдвига. Так, для скважины, заполненной однородной вязкопластичной жидкостью (буровой раствор), пусковой перепад давления на насосах необходимо определять с учетом дополнительного перепада

$$\Delta p = \frac{4L\tau_0}{D - d_1} + \frac{4L\tau_0}{d_0},$$

где L — глубина скважины; D — диаметр скважины; d_1, d_0 — соответственно наружный и внутренний диаметры труб.

С помощью основного уравнения гидростатики, позволяющего рассчитать давление в покоящейся жидкости, можно решить и вторую задачу гидромеханики, т.е. определить давление жидкости на ограничивающие ее стенки. Для этого необходимо использовать основное правило: составляющая давления жидкости на плоский элемент ограничивающей поверхности, параллельная горизонтальной оси, определяется как давление на проекцию этого плоского элемента, перпендикулярную к выбранной оси. При этом полная сила избыточного давления жидкости на плоскую стенку равняется произведению площади стенки на избыточное давление в центре тяжести стенки. Точка приложения этой силы называется центром давления и для плоской наклонной стенки центр давления располагается всегда ниже центра ее тяжести.

Особый интерес для практики имеет случай определения

сил, действующих на поверхность погруженного в жидкость твердого тела. Так, если рассмотреть цилиндрическое твердое тело, вертикально расположенное в жидкости, то на его верхний и нижний торцы будут действовать соответственно силы: $p_1 = \gamma_{\text{ж}} z_1 F$; $p_2 = \gamma_{\text{ж}} z_2 F$, где $\gamma_{\text{ж}}$ — плотность жидкости; z_1, z_2 — высота столба жидкости соответственно над верхним и нижним торцами; F — площадь горизонтального сечения цилиндра.

Результирующая этих сил

$$A = p_1 - p_2 = -\gamma(z_1 - z_2)F = -\gamma_{\text{ж}} V_{\text{ц}},$$

где $V_{\text{ц}} = F(z_2 - z_1)$ — объем цилиндра.

Отметим, что для такого осесимметричного тела, как цилиндр, очевидно равенство сил на боковой поверхности. В более общем случае на всякое тело, погруженное в жидкость, действует выталкивающая сила, направленная вверх (о чем свидетельствует знак минус в последней формуле) и равная весу вытесненной им жидкости (закон Архимеда):

$$A = \gamma_{\text{ж}} V_{\text{т}},$$

где $V_{\text{т}}$ — объем тела.

Следует обратить внимание на то, что архимедова сила является поверхностной, т.е. действует на смоченную поверхность тела. Равнодействующая этой силы приложена в точке пересечения смоченной поверхности с вертикалью, проходящей через центр тяжести массы вытесненной жидкости в объеме погруженной части тела. Последнее обстоятельство является важным, так как неправильное представление о природе поверхностных сил может служить источником ошибочных выводов при решении задач по определению внутренних напряжений, например при расчете бурильных и обсадных труб.

Эта сила возникает при наличии замкнутой в жидкости смоченной поверхности (в случае частично погруженного или плавающего тела смоченная поверхность замыкается горизонтальной плоскостью сечения тела в плоскости уровня жидкости). Если же тело погрузить на дно сосуда и вытеснить жидкость из зоны контакта с дном, то подъемная сила исчезнет и, наоборот, появится сила, прижимающая тело к дну в результате действия гидростатического давления. Это является одним из объяснений прихватов бурильного инструмента, аналогичных присосу подводных лодок на грунте.

В случае если вес тела уравнивается архимедовой силой для погруженной его части, то тело плавает. В противном случае оно тонет, а в общем случае тела, погруженные в жидкость, теряют в весе столько, сколько весит вытесненная ими жидкость.

При движении жидкости или тел в ней для того, чтобы процессы взаимодействия были бы полностью описаны, необходимо, чтобы в каждой точке пространства, занятого жидкостью, были известны давление, плотность и составляющие скорости перемещения частиц жидкости, т.е.

$$p = f_1(x, y, z, t);$$

$$\rho = f_2(x, y, z, t);$$

$$v_x = f_3(x, y, z, t); \quad v_y = f_4(x, y, z, t);$$

$$v_z = f_5(x, y, z, t).$$

При этом, если указанные величины являются функциями времени t , то движение называют неустановившимся, а в противном случае — установившимся. В большинстве практических задач движение жидкости является не установившимся, то во многих случаях изменение процесса движения во времени протекает весьма медленно, и для практических целей его можно считать установившимся.

В качестве одного из основных в гидромеханике применяют понятие о расходе жидкости. В расчетах используют массовый и объемный расходы, под которыми понимается соответственно массовое dM или объемное dQ количество жидкости, протекающее через поперечное сечение dW за единицу времени: $dQ = v dW$; $dM = \rho dW$, где v — скорость течения жидкости по нормали к поперечному сечению dW .

Поперечное сечение плоскостью, нормальной к скорости, называют живым сечением, и общий расход Q через любое сечение можно определить по формуле

$$Q = \int_{\Omega} v \cos(\alpha) dW,$$

где Ω — общая площадь сечения потока; α — направление нормали к элементарной площадке.

В ряде задач с целью упрощения используют понятие скорости потока, и в этом случае $Q = v_{cp} \Omega$, откуда средняя скорость

$$V_{cp} = \frac{1}{\Omega} \int_{\Omega} v \cos(\hat{v}n) dW.$$

В случае установившегося течения несжимаемой жидкости средний расход не меняется во времени, и при отсутствии притока или оттока расход будет одинаковым во всех сечениях по длине потока, т.е. $v_{cp}\Omega = \text{const}$, а для течения в потоке с одинаковым сечением

$$v_{cp} = \text{const}.$$

Помимо понятий расхода, живого сечения и средней скорости в гидромеханике характеристиками потока служит ряд геометрических величин, таких как смоченный периметр χ , гидравлический радиус r_r . Смоченным периметром называют периметр живого сечения, по которому последний соприкасается с ограничивающими стенками, а гидравлический радиус представляет собой отношение площади живого сечения потока к смоченному периметру. Так, в случае течения жидкости в кольцевом пространстве концентрически расположенных труб диаметрами D и d имеем

$$\chi = \pi(D + d);$$

$$r_r = \frac{\pi(D^2 + d^2)}{4\pi(D + d)} = \frac{D - d}{4}.$$

При течении жидкости одним из принципов анализа является рассмотрение потока с позиций баланса механической энергии.

Для любого сечения потока жидкости полная механическая энергия складывается из потенциальной энергии Mgz , кинетической энергии $1/2 Mv^2$ и энергии упругого состояния pV . В этих выражениях M — масса элемента жидкости; g — ускорение силы тяжести; v — скорость этого элемента; $V = M/\rho$ — его объем. Относя все составляющие к единице веса, получаем, что удельная энергия

$$\dot{u} = z + \frac{p}{\gamma} + \frac{v^2}{2g}.$$

Кроме указанных составляющих в общем случае затрачивается энергия на преодоление сил сопротивления, обусловленных внутренним трением, удельную величину которой обозначим h_c .

Таким образом, если воспользоваться законом сохранения энергии двух сечений потока, получим

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} + h_c.$$

При отсутствии сил сопротивления, т.е. при $h_c = 0$, данное выражение соответствует уравнению Бернулли для установившегося потока несжимаемой вязкой жидкости

$$z + \frac{p}{\gamma} + \frac{v^2}{2g} = \text{const},$$

где z — геометрический напор; p/γ — пьезометрический напор; $v^2/2g$ — скоростной напор.

Для течения жидкости при наличии сил трения потери на силы сопротивления определяются по формуле

$$h_c = (z_1 - z_2) + \frac{1}{\gamma}(p_1 - p_2) + \frac{1}{2g}(v_1^2 - v_2^2).$$

В случае течения в горизонтальном трубопроводе постоянного сечения $z_1 = z_2$ и $v_1 = v_2$ имеем

$$h_c = \frac{1}{\gamma}(p_1 - p_2).$$

Используя гипотезу о пропорциональности сил сопротивления квадрату средней скорости потока v_{cp} , можно получить выражение

$$h_c = \lambda \frac{v_{cp}^2}{2g} \frac{L}{d},$$

где λ — безразмерный коэффициент сопротивления; L — расстояние между сечениями трубопровода; d — диаметр трубопровода.

Таким образом, потери давления между двумя сечениями установившегося течения жидкости при наличии сил трения в горизонтальном круглом трубопроводе определяются по формуле

$$p_1 - p_2 = \lambda \frac{\gamma v_{cp}^2}{2g} \frac{L}{d},$$

которая называется формулой Дарси — Вейсбаха.

Для того чтобы использовать формулу Дарси — Вейсбаха в практических расчетах, необходимо знать коэффициент

сопротивления λ , который зависит от характера течения жидкости, ее свойств, геометрических характеристик потока, шероховатости трубопровода и др. Прежде чем дать основные формулы для расчета λ , необходимо определить два вида течения вязких жидкостей, основные закономерности возникновения которых были экспериментально установлены Рейнольдсом. Им было выявлено, что при движении вязких жидкостей в круглом трубопроводе при определенных условиях окрашенные струйки движутся параллельно твердым стенкам, не смешиваясь друг с другом. Такое течение было названо ламинарным или слоистым. В дальнейшем при увеличении скорости течения возникает перемешивание движущихся слоев жидкости, которое все более интенсифицируется с ростом скорости течения. Такое движение называется турбулентным или возмущенным. Основное отличие турбулентного движения от ламинарного состоит в наличии интенсивных пульсаций скорости потока во всех направлениях, вследствие которых происходит поперечное перемешивание жидкости в потоке. Кроме того, если ламинарное течение может быть установившимся и неустановившимся, то турбулентное движение — неустановившимся, даже если оно происходит под действием постоянного во времени перепада давления в трубопроводе.

При течении вязкопластичных жидкостей характер возникновения и развития течения несколько иной. В начальный момент времени жидкость остается неподвижной, пока касательные напряжения на стенках трубы не превысят τ_0 .

После достижения перепада давления, достаточного для преодоления сил пластичности, жидкость начинает двигаться, сохраняя недеформированное ядро радиусом r_0 , на границе которого касательные напряжения равны τ_0 , а в пристенной зоне наблюдается сдвиговое течение в ламинарном режиме. Такой характер потока вязкопластичной жидкости носит название структурного течения. По достижении определенного перепада давления ядро потока исчезает, и некоторое время поток движется ламинарно, а затем начинается переход в турбулентное течение.

В общем случае течение несжимаемой вязкой жидкости описывается системой уравнений, основывающихся на втором законе Ньютона и неразрывности потока и имеющих в прямоугольной системе координат x , y и z следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{dv_x}{dt} = x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\eta}{\rho} \left(\frac{\partial^2 v_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial z^2} \right); \\ \frac{dv_y}{dt} = y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\eta}{\rho} \left(\frac{\partial^2 v_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_y}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_y}{\partial z^2} \right); \\ \frac{dv_z}{dt} = z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\eta}{\rho} \left(\frac{\partial^2 v_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial z^2} \right); \\ \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = 0. \end{cases}$$

В этой системе первые три уравнения носят название уравнений Навье — Стокса, а последнее — уравнение неразрывности.

В уравнениях Навье — Стокса первые члены отражают действие силы инерции, вторые — массовой (весовой) силы тяжести, третьи — давления, а четвертые — силы вязкого трения на элементарный объем движущейся несжимаемой вязкой жидкости.

Для простейшего случая течения между двумя безграничными горизонтальными пластинами, находящимися на расстоянии $2h$, т.е. $-h \leq x \leq h$, при установившемся (ламинарном) течении имеем

$$\frac{\eta}{\rho} \frac{d^2 v}{dx^2} = \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dx}$$

или, принимая во внимание конечность перепада давления на некоторой длине L , получим

$$\frac{d^2 v}{dx^2} = \frac{\Delta p}{\eta L}.$$

Используя граничное условие прилипания жидкости к твердым стенкам $v = 0$ при $x = -h$ и $x = h$, после интегрирования получаем

$$v = \frac{1}{2} \frac{\Delta p h^2}{\mu L} \left[1 - \left(\frac{y}{h} \right)^2 \right],$$

т.е. распределение скоростей будет параболическим с максимальной скоростью на оси потока при $y = 0$:

$$v_{\max} = \frac{1}{2} \frac{\Delta p h^2}{\mu L}.$$

При этом объемный расход Q определяется по формуле

$$Q = \int_{-h}^h v dx = \frac{2}{3} \frac{\Delta p h^3}{\mu L},$$

а средняя скорость

$$v_{\text{cp}} = \frac{Q}{2h} = \frac{1}{3} \frac{\Delta p h^2}{\mu L} = \frac{2}{3} v_{\text{max}}.$$

Таким образом, для плоской щели при ламинарном течении вязкой несжимаемой жидкости расход при постоянном перепаде давления пропорционален кубу расстояния между плоскостями или потери давления при постоянном расходе обратно пропорциональны кубу расстояния между плоскостями.

Аналогичный подход к решению задачи для ламинарного течения вязкой несжимаемой жидкости в цилиндрической круглой трубе диаметром $d = 2R$ дает следующие результаты:

$$v = \frac{\Delta p R^2}{4L\eta} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right];$$

$$v_{\text{max}} = \frac{\Delta p R^2}{4L\eta};$$

$$Q = \frac{\Delta p R^4}{8L\eta};$$

$$v_{\text{cp}} = \frac{\Delta p R^2}{8L\eta} = \frac{1}{2} v_{\text{max}},$$

т.е. для цилиндрической круглой трубы расход пропорционален уже четвертой степени радиуса R (или диаметра), и потери давления растут с уменьшением радиуса R по закону четвертой степени. Из последних выражений следует соотношение

$$p_1 - p_2 = \frac{8L\eta v_{\text{cp}}}{R^2} = \frac{32L\eta}{d^2} v_{\text{cp}},$$

называемое формулой Гагена – Пуазейля.

Используя формулы Дарси – Вейсбаха и Гагена – Пуазейля, можно определить величину λ для несжимаемой вязкой жидкости при ламинарном течении:

$$\lambda \frac{\gamma v_{\text{cp}}^2}{2g} \frac{L}{d} = \frac{32L\eta}{d^2} v_{\text{cp}} \quad \text{или} \quad \lambda = 64/\text{Re},$$

где $\text{Re} = \rho v_{\text{cp}} d / \eta$ — безразмерный комплекс, называемый числом или критерием Рейнольдса.

Приведенная формула для расчета коэффициента сопротивления λ справедлива в области $\text{Re} < 2300$, в которой течение для несжимаемой вязкой жидкости можно считать ламинарным. При дальнейшем росте числа Рейнольдса наблюдается переход к турбулентному течению, т.е. число Рейнольдса может служить критерием для оценки наличия того или иного режима течения жидкости.

При ламинарном течении вязкопластичных жидкостей в цилиндрической круглой трубе наблюдается более сложная картина распределения скоростей:

$$v = \begin{cases} \frac{\Delta p R^2}{4L\eta} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 - \frac{4L\tau_0}{R\Delta p} \left(1 - \frac{r}{R} \right) \right]; & r_0 \leq r \leq R; \\ \frac{\Delta p R^2}{4L\eta} \left(1 - \frac{2L\tau_0}{R\Delta p} \right)^2; & 0 \leq r \leq r_0, \end{cases}$$

где r_0 — радиус ядра потока при структурном течении, определяемом из условия $r_0 = 4L\tau_0/\Delta p$.

Максимальная скорость потока, т.е. скорость ядра, определяется по формуле

$$v_{\text{max}} = \frac{\Delta p R^2}{4L\eta} \left(1 - \frac{2L\tau_0}{R\Delta p} \right)^2,$$

а объемный расход вычисляется по формуле Букингема

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8L\eta} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right)^4 \right],$$

и соответственно

$$v_{\text{cp}} = \frac{\Delta p d^2}{32L\eta} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right)^4 \right].$$

Если воспользоваться формулой Дарси — Вейсбаха и последним выражением, то получим

$$\lambda = \frac{64\eta}{\rho v_{cp} d} \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0 L}{R\Delta p} \right)^4 \right],$$

что указывает на невозможность определения λ без знания величины Δp . В общем случае λ для вязкопластичной жидкости при структурном режиме течения может определяться по формуле

$$\lambda = \frac{64}{Re} \varphi \left(\frac{\tau_0 d}{\eta v_{cp}} \right),$$

где $\tau_0 d / (\eta v_{cp}) = Sen$ — безразмерный комплекс, называемый числом или критерием Сен-Венана — Ильюшина и характеризующий эффект пластичности жидкости.

Вид функции φ аналитически определить затруднительно, но с достаточной для практических расчетов точностью λ можно вычислить по формуле

$$\lambda = \frac{8\tau_0}{v_{cp}^2} \left[1 + \frac{2}{Sen} (1 + \sqrt{1 + Sen}) \right],$$

которая дает незначительную погрешность в области малых скоростей сдвига. Обратите внимание, что

$$\frac{v_{cp}^2 \rho}{\tau_0} = \frac{Re}{Sen} = \frac{\rho v_{cp} d}{\eta} \frac{v_{cp} \eta}{\tau_0 d} = Re'',$$

где безразмерная величина Re'' определяет собой отношение сил инерции к силам пластичности.

На рис. 3.1. приводится номограмма для определения λ по значению чисел Рейнольдса и Сен-Венана — Ильюшина.

Для упрощенных расчетов с достаточной для целей бурения точностью λ можно определить по формуле

$$\lambda = \frac{64\eta}{\rho v_{cp} d} \left(1 + \frac{\tau_0 d}{6\eta v_{cp}} \right),$$

где

$$\frac{\eta}{\rho v_{cp} d} \left(1 + \frac{\tau_0 d}{6\eta v_{cp}} \right) = \frac{Re}{1 + \frac{\tau_0 d}{6\eta v_{cp}}} = Re^*$$

называют обобщенным параметром Рейнольдса, который не является критерием для оценки вида течения, так как для по-

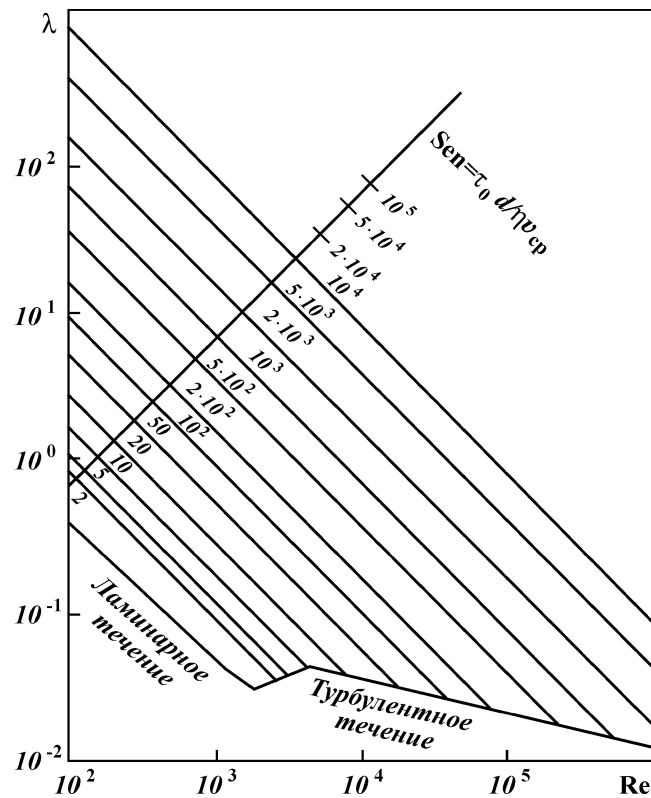


Рис. 3.1. Зависимость λ от безразмерных чисел

следнего необходимо знать Sen . Но для практических расчетов зависимость $\lambda = 64/Re^*$ используется широко при структурном режиме течения ввиду ее простоты.

При турбулентном режиме течения для круглой цилиндрической трубы коэффициент сопротивления для $Re = 2500 \div 7000$ можно определить по формуле Блазиуса

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}.$$

Для глинистых и цементных растворов может быть использована формула Б.И. Мительмана

$$\lambda = 0,08 / \sqrt[7]{Re^*},$$

для $Re^* = 2500 \div 40000$, или формула Р.И. Шищенко и К.А. Ибатулова

$$\lambda = 0,075 / \sqrt[8]{Re^*},$$

которая рекомендуется для $Re^* = 2500 \div 50000$. При значениях $Re^* > 50000$ коэффициент сопротивления может быть принят постоянным и равным 0,02.

При ламинарном течении в трубах аномально вязких систем (псевдопластичных жидкостей) λ определяют по формуле, приведенной в работе У. Уилкинсона:

$$\lambda = 64 / Re'; \quad Re' = \frac{v_{cp}^{2-n} \rho d^n}{\frac{k}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n},$$

где Re' — обобщенный критерий Рейнольдса псевдопластичных жидкостей; k, n — показатели соответственно консистенции и степени для псевдопластичных жидкостей.

При турбулентном режиме течения вязкопластичных жидкостей в трубах λ определяют по кривой 1 (рис. 3.2) в зависимости от Re .

Значение λ при турбулентном течении псевдопластичных жидкостей в трубах вычисляют по аппроксимационной формуле Доджа и Метцнера, имеющей вид $\lambda = a(Re')^b$, где a, b — безразмерные коэффициенты.

Коэффициенты a и b определяют в зависимости от n из следующего ряда:

n	0,2	0,3	0,4	0,6
a	0,258	0,0274	0,285	0,296
b	0,349	0,325	0,307	0,281
n	0,8	1,0	1,4	2,0
a	0,061	0,031	0,322	0,330
b	0,263	0,250	0,231	0,213

При течении вязкой несжимаемой жидкости в цилиндрическом коаксиальном канале, представляющем для бурения существенный интерес, имеем следующие основные зависимости:

$$v = \frac{\Delta p R_1^2}{4L\eta} \left[1 - \frac{r^2}{R_1^2} - (1 - a^2) \frac{\ln R_1 / r}{\ln a} \right];$$

$$v_{max} = \frac{\Delta p R_1^2}{4L\eta} \left[1 - (1 - a^2) \frac{0,5 - \ln \sqrt{2a / (1 - a^2)}}{\ln a} \right];$$

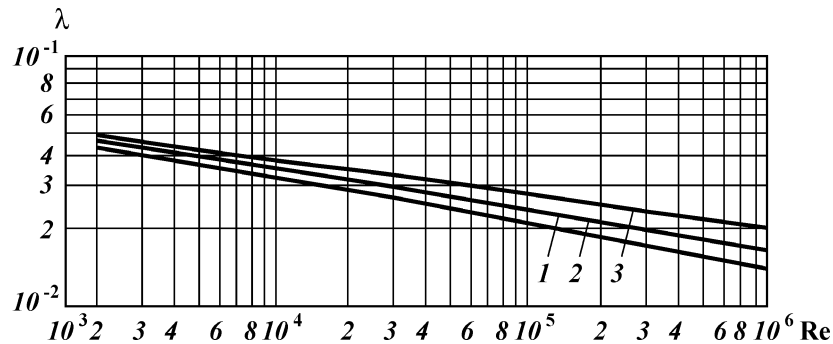


Рис. 3.2. График изменения коэффициента гидравлического сопротивления λ в зависимости от критерия Рейнольдса Re (по Пиготту). Турбулентный режим течения:
1 — в круглой трубе; 2 — в кольцевом пространстве; 3 — в четырехугольном пространстве

$$Q = \frac{\pi \Delta p R_1^2}{8L\eta} \left[1 - a^4 + \frac{(1 - a^2)^2}{\ln a} \right];$$

$$v_{cp} = \frac{\Delta p R_1^2}{8L\eta} \left[1 + a^4 + \frac{(1 - a^2)^2}{\ln a} \right],$$

где $a = R_2/R_1$ — отношение наружного радиуса внутренней трубы к внутреннему радиусу наружной трубы.

Коэффициент сопротивления λ_k при ламинарном течении с достаточной для практических расчетов точностью в этом случае определяется по формуле $\lambda_k = 96/Re_k$, где $Re_k = \rho v_{cp} \times (D - d)/\eta$ — число Рейнольдса; D, d — соответствующие радиусам R_1 и R_2 диаметры.

При течении вязкопластичных жидкостей в цилиндрическом коаксиальном канале вычисление профиля скоростей представляет сложную задачу, и имеется большое число приближенных решений (М.П. Воларович, А.М. Гуткин, А.Х. Мирзаджан-заде, Е.М. Соловьев, Я.М. Раси-заде, С.Г. Гурбанов, В.И. Липатов, В.И. Мительман и др.). Так, в частности, для определения расхода используются формулы:

по М.П. Воларовичу и А.М. Гуткину

$$Q = \frac{4R_1(R_1 - R_2)^3 \Delta p}{6L\eta} \left\{ 1 - \frac{3}{2} \frac{2\tau_0 L}{(R_1 - R_2)\Delta p} + \frac{1}{2} \left[\frac{2\tau_0 L}{(R_1 - R_2)\Delta p} \right]^3 \right\};$$

по Гродде

$$Q = \frac{\pi \Delta p (R_1 + R_2) (R_1 - R_2)^3}{12 L \eta} \left\{ 1 - \left[\frac{2 \tau_0 4}{(R_1 - R_2) \Delta p} \right]^3 \right\}.$$

Для определения коэффициента сопротивления для вязко-пластичной жидкости используются формулы:

по Я.М. Раси-заде и С.Г. Гурбанову

$$\lambda_{\kappa} = \frac{96 \eta}{\rho v_{\text{cp}} (D - d)} \left[1 + \frac{\tau_0 (D - d)}{6 \eta \tau_{\text{cp}}} \right];$$

по В.И. Липатову и Б.И. Мительману

$$\lambda_{\kappa} = \frac{64 \eta}{\rho v_{\text{cp}} (D - d)} \left[1 + \frac{\tau_0 (D - d)}{6 \eta v_{\text{cp}}} \right] \frac{(1 - a)^2}{1 + a^2 + (1 - a^2) \ln a};$$

по Гродде с учетом эксцентриситета

$$\lambda_{\kappa} = \frac{96}{\text{Re}} \left[\frac{1}{1 + \frac{3}{2} e^2} + \frac{\tau_0 D}{8 v_{\text{cp}} \eta (1 + e)} \right],$$

где e — эксцентриситет ($e = 0$ — концентричное расположение, $e = 1$ — полный эксцентриситет).

Коэффициент сопротивлений для псевдопластичных жидкостей при течении в цилиндрическом коаксиальном канале при $d/D \geq 0,5$ и $n \geq 2$ с погрешностью менее 3 % определяется по упрощенной формуле Фредериксона и Бирда:

$$\lambda_{\kappa} = \frac{64 \cdot 2^n \left(\frac{1 + 2n}{1 + 3n} \right)^n}{\text{Re}'_{\kappa}};$$

$$\text{Re}'_{\kappa} = \frac{v_{\text{cp}}^{2-n} (D - d)^n}{\frac{k}{8} \left(\frac{6n + 2}{n} \right)^n}.$$

В общем случае известные эмпирические зависимости для определения λ_{κ} могут быть представлены в виде

$$\lambda_{\kappa} = C / \text{Re}_{\kappa}^*,$$

где C — постоянная.

Постоянная C имеет разные значения у различных авторов, а имеющихся экспериментальных данных недостаточно, чтобы сделать окончательные выводы.

При турбулентном течении вязкопластичных жидкостей в цилиндрическом коаксиальном канале для $1600 \leq Re_k^* \leq 6500$ можно использовать формулу Б.И. Мительмана

$$\lambda_k = 0,09 / \sqrt[7]{Re_k^*}$$

или Р.И. Шищенко

$$\lambda_k = 0,075 / \sqrt[8]{Re_k^*},$$

а при $Re^* > 6500$ коэффициент сопротивления можно считать равным $0,030 - 0,032$.

В зарубежной практике значение λ_k при турбулентном режиме течения буровых растворов в кольцевом зазоре бурящей скважины определяют по кривым 2 и 3 (см. рис. 3.2) для обсаженной и необсаженной частей ствола в зависимости от Re_k .

Зависимостей для вычисления λ_k при турбулентном течении псевдопластичных жидкостей в трубах кольцевого сечения нет. В первом приближении можно использовать зависимость для λ по формуле Доджа с заменой Re' на Re_k' .

При течении вязкопластичных жидкостей коэффициент сопротивления при структурном режиме течения зависит от двух безразмерных критериев, и переход к турбулентному течению уже не однозначно определяется критерием Рейнольдса.

Условия перехода от структурного к турбулентному режиму течения для жидкостей, обладающих вязкопластичными свойствами, рекомендуется определять по эмпирической формуле Е.М. Соловьева:

$$Re_{кр} = (2100 + 7,3He^{0,58});$$

$$0 \leq He \leq 1,2 \cdot 10^7;$$

$$Re_k = \frac{\rho(v_{кр})_{кр} \bar{D}}{\eta}; \quad He = \frac{\tau_0 \bar{D}^2 \rho}{\eta^2},$$

где He — критерий Хедстрема; $(v_{кр})_{кр}$ — критическая скорость течения, м/с; η — пластическая вязкость, Па/с; ρ — плотность, г/см³; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па;

Рис. 3.3. Зависимости коэффициента ε от показателя n для расчета критерия, определяющего смену режимов течения для псевдопластических жидкостей: 1 — течение в кольцевом пространстве (частота вращения бурильных труб $1,5 \text{ с}^{-1}$); 2 — течение в бурильных трубах

D — эквивалентный диаметр канала, м ($\bar{D} = d_v$ — для трубы; $\bar{D} = (D - d_n)$ — для кольцевого пространства, здесь d_v, d_n — внутренний и наружный диаметры трубы, м; D — внутренний диаметр кольцевого пространства, м).

При $Re_{кр} < 2100$ — режим течения жидкости структурный, при $Re_{кр} \geq 2100$ — режим турбулентный.

Для жидкостей, обладающих псевдопластичными свойствами, переход режима определяется по Z -критерию:

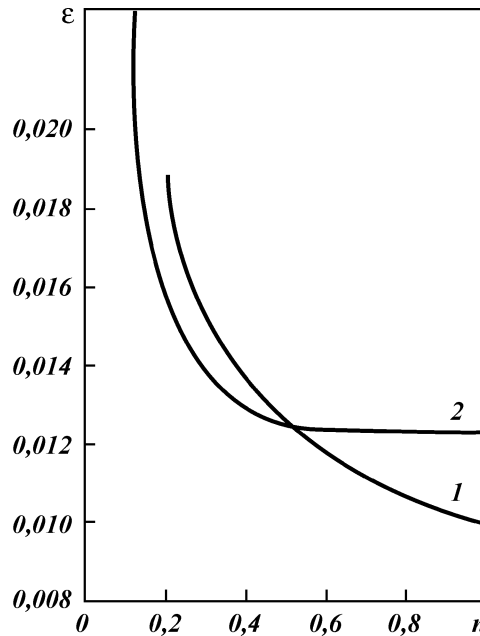
$$Z = \frac{\bar{D}^n v_{ср}^{2-n} \rho}{k} \varepsilon,$$

ε — коэффициент, зависящий от n .

На рис. 3.3 приведена зависимость ε от n для бурильных труб и кольцевого пространства. При $Z < 26,2$ режим течения ламинарный, если же $Z \geq 26,2$ — характер движения жидкости турбулентный.

Аксиальное движение потока, а также вращение трубы несколько увеличивают значения Z .

Для ряда гидромеханических задач не удастся дать строго теоретического решения, и тогда прибегают к исследованию явлений экспериментальным путем. В этом случае чрезвычайно важно организовать эксперимент таким образом, чтобы полученные результаты не носили частного характера и их можно было бы распространять на широкий класс объектов. Достижение такой цели связано с необходимостью соблюде-



ния принципов гидромеханического подобия явлений. Первый из них — принцип геометрического подобия. Для геометрически подобных тел необходима пропорциональность сходственных размеров. Так, два цилиндрических круглых трубопровода будут геометрически подобны, если выполняется условие $d_1/L_1 = d_2/L_2$.

Иными словами, все размеры одного тела получаются умножением сходственных размеров другого тела на постоянный множитель.

Если два потока жидкости имеют геометрически сходственные ограничивающие поверхности и скорости в сходственных точках будут пропорциональны, то для таких потоков выполняется принцип кинематического подобия.

Наконец, для геометрически подобных потоков жидкостей при пропорциональности действующих на сходственные элементы каких-либо сил имеем динамическое подобие.

Наиболее общий подход при использовании теории подобия — анализ дифференциальных уравнений движения, позволяющий определить критерии подобия объектов. Так, если обратиться к одномерному уравнению Навье—Стокса для двух объектов 1 и 2

$$\frac{dv_{x1}}{dt} = X_1 - \frac{1}{\rho_1} \frac{\partial p_1}{\partial x_1} + \frac{\eta_1}{\rho_1} \frac{\partial^2 v_{x1}}{\partial x_1^2};$$

$$\frac{dv_{x2}}{dt} = X_2 - \frac{1}{\rho_2} \frac{\partial p_2}{\partial x_2} + \frac{\eta_2}{\rho_2} \frac{\partial^2 v_{x2}}{\partial x_2^2},$$

то для выполнения условий подобия явлений необходимо обеспечить следующее

$$X_1 = \mu_L X_2; \quad v_{x1} = \mu_v v_{x2};$$

$$\eta_1 = \mu_\eta \eta_2; \quad \rho_1 = \mu_\rho \rho_2; \quad X_1 = \mu_Q X_2;$$

где $\mu_L, \mu_v, \mu_\eta, \mu_\rho, \mu_a, \mu_\rho$ — соответственно масштабы подобия длин, скоростей, вязкости, давления, сил тяжести и плотности.

Подставляя последние выражения в уравнение Навье—Стокса для объекта 1 и принимая во внимание, что $\mu_t = \mu_L / \mu_v$, получаем

$$\frac{\mu_v^2 dv_{x2}}{\mu_L dt} \frac{dv_{x2}}{dt} = \mu_Q X_2 - \frac{\mu_\rho}{\mu_\rho \mu_L} \frac{1 dp_2}{\rho_2 dx_2} + \frac{\mu_\eta \mu_v}{\mu_\rho \mu_L^2} \frac{\eta_2}{\rho_2} \frac{\partial^2 v_{x2}}{\partial x_2^2}.$$

Для того чтобы явления для объектов 1 и 2 были одинаковыми, необходимо равенство коэффициентов для всех членов (тогда уравнение для объекта 1 переходит в уравнение для объекта 2), т.е.

$$\frac{\mu_v^2}{\mu_L} = \mu_g = \frac{\mu_p}{\mu_p \mu_L} = \frac{\mu_\eta \mu_v}{\mu_p \mu_L^2}.$$

Из полученного условия можно составить три независимых гидромеханических критерия подобия:

$$\frac{\mu_p \mu_v^2}{\mu_p} = 1;$$

$$\frac{\mu_p \mu_v \mu_L}{\mu_\eta} = 1;$$

$$\frac{\mu_g \mu_v^2}{\mu_z} = 1.$$

Согласно первому критерию, который называют критерием Эйлера или коэффициентом давления, имеем

$$E_n = \frac{\Delta p_1}{\rho_1 v_1^2} = \frac{\Delta p_2}{\rho_2 v_2^2} = \text{const};$$

для второго — критерий Рейнольдса

$$Re = \frac{\rho_1 v_1 L_1}{\eta_1} = \frac{\rho_2 v_2 L_2}{\eta_2} = \text{const};$$

для третьего — критерий Фруда

$$Fr = \frac{v_1^2}{gL_1} = \frac{v_2^2}{gL_2} = \text{const}.$$

Следовательно, для полного гидромеханического подобия ламинарного течения вязкой несжимаемой жидкости необходимо равенство Re , Fr и E_n . В отдельных задачах возможно равенство некоторых критериев. Так, для определения потерь давления в горизонтальной круглой цилиндрической трубе ранее была показана необходимость равенства лишь критерия Рейнольдса, что соответствует одинаковому значению коэффициента сопротивления λ . Обратим внимание, что критерий Re является отношением сил инерции к силам трения; критерий Fr — сил инерции к силам тяжести и крите-

рий En — сил перепада давления к силам инерции. Из этих критериев можно получить еще три критерия:

число Стокса

$$St' = \frac{\gamma L^2}{\eta v} = \frac{Re}{Fr};$$

число Лагранжа

$$La' = \frac{\Delta p L}{\eta v} = En Re;$$

гидравлический уклон

$$i = \frac{\Delta p}{\gamma L} = En Fr.$$

Все остальные сочетания из отношений сил инерции, тяжести, трения и перепада давления будут обратными величинами приведенных шести критериев.

Для вязкопластичных жидкостей помимо приведенных критериев подобия имеются условия динамического подобия, обусловленные наличием сил пластичности.

К приведенным шести критериям можно добавить критерии:

Сен-Венана — Ильющина

$$Sen = \tau_0 L / (\eta v_{cp});$$

Стокса

$$St'' = \gamma L / \tau_0;$$

Лагранжа

$$La'' = \Delta p / \tau_0;$$

Рейнольдса

$$Re = \rho v_{cp}^2 / \tau_0.$$

Эти критерии характеризуют подобие в смысле соответствия отношений сил пластичности к силам вязкости, сил тяжести к силам пластичности, сил перепада давления к силам пластичности и сил инерции к силам пластичности.

Все приведенные критерии подобия относятся к случаю установившегося движения. В случае неустановившегося дви-

жения появляется дополнительный критерий подобия $sh = vt/L$, представляющий собой отношение инерционной силы при нестационарном движении $\rho v L^3/t$ к инерционной силе при стационарном движении $\rho v^2 L^2$ и называемый критерием Струхала или гомохронности.

3.3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Расчетные зависимости для определения реологических характеристик зависят от вида используемого вискозиметра и реологического состояния бурового раствора, отображаемого условными математическими моделями, устанавливающими связь между касательными напряжениями и соответствующими скоростями сдвига в любой точке жидкости.

Основное затруднение в реологических исследованиях — изменение структурно-механических свойств буровых растворов, как и большинства гидрофильных геотерогенных систем, во времени.

Обычно в буровых растворах, оставленных в состоянии покоя, происходит тиксотропное упрочнение до определенных пределов, в результате чего коагуляционно-тиксотропная структура со временем может приобрести значительную прочность. Под воздействием касательных напряжений, превышающих прочность тиксотропной структуры, начинаются довольно сложные процессы перехода от покоя к течению. В этом случае тиксотропные связи разрушаются во времени, т.е. наблюдается тиксотропная деструкция.

Таким образом, при наличии тиксотропной структуры буровые растворы следует относить к реологически нестационарным жидкостям. Поэтому при определении стационарных реологических характеристик необходимо иметь уверенность в том, что в изучаемой системе произошла тиксотропная деструкция, т.е. осуществлен переход к реологически стационарной жидкости.

На рис. 3.4. приведены условные кривые течения бурового раствора, обладающего тиксотропными свойствами. При непрерывном увеличении градиента скорости du/dr касательные напряжения τ растут по некоторой кривой АВ. Если сразу же по достижении точки ζ начать снижение градиентов

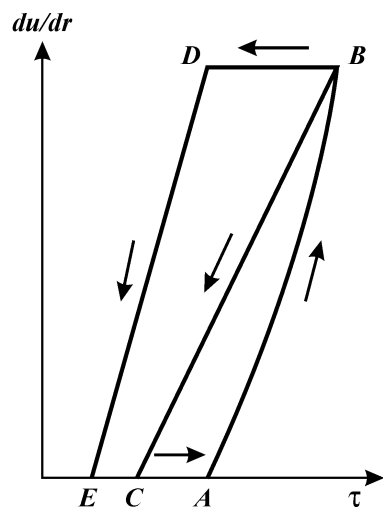


Рис. 3.4. Кривые течения тиксотропного бурового раствора

скорости, то касательные напряжения будут уменьшаться по линии ζC . Подобное явление будет происходить независимо от того, из какой точки кривой AB начался процесс уменьшения градиентов скорости. Если же по достижении точки ζ продолжать деформировать жидкость с постоянной скоростью сдвига, то касательные напряжения со временем будут уменьшаться и в конечном счете состояние жидкости будет определяться

на графике точкой D . При последующем непрерывном уменьшении градиентов скорости реограмма будет представлена прямой DE . В некоторых случаях прямая DE является единственным отображением вязкопластичной модели Шведова — Бингама, однако для ряда буровых растворов это отображение может быть получено лишь при условии длительного деформирования жидкости при нескольких стабилизированных скоростях сдвига.

Таким образом, в общем случае стационарное реологическое состояние (вязкопластичная модель) тиксотропного бурового раствора может характеризоваться некоторой прямой, имеющей с прямой DE лишь одну общую точку D .

Твердо установленных критериев оценки тиксотропных свойств буровых растворов не существует.

Известны работы, посвященные оценке тиксотропных свойств на основе анализа изменений касательных напряжений во времени при деструкции и упрочнении структуры буровых растворов, изучению причин неинвариантности статического напряжения сдвига и т.д.

В практике бурения тиксотропные свойства бурового раствора оценивают величинами θ_1 , θ_{10} , а процесс тиксотропного упрочнения характеризуют величиной

$$K = \theta_{10} / \theta_1, \quad (3.1)$$

где θ_1 , θ_{10} — статические напряжения сдвига после 1 и 10 мин

упрочнения структуры, замеренные на вискозиметрах ротационного типа при частоте вращения наружного цилиндра 0,2 об/мин.

Методы определения реологических характеристик достаточно хорошо разработаны лишь для неньютоновских жидкостей — стационарных по реологическому состоянию.

Условно считается, что стационарные реологические характеристики буровых растворов можно определить при условии интенсивного предварительного разрушения тиксотропной структуры с последующей регистрацией стационарных касательных напряжений при более низких скоростях сдвига. При этом диапазон изменений скоростей сдвига должен соответствовать условиям практики.

Основное дифференциальное уравнение, описывающее одномерное стационарное сдвиговое изометрическое течение несжимаемых жидкостей на гидродинамически стабилизированном участке прямолинейного канала произвольного сечения, имеет вид

$$-\frac{\partial}{\partial r}(\tau r) = \frac{p}{l} r, \quad (3.2)$$

где τ — касательное напряжение на расстоянии r от оси канала; l — длина стабилизированного участка; p — перепад давления.

Интегрирование выражения (3.2) дает

$$\tau = \frac{1}{r} \left(C_1 - \frac{p}{l} \frac{r^2}{2} \right). \quad (3.3)$$

На оси канала $r = 0$, $\tau = 0$, и поэтому постоянная интегрирования $C_1 = 0$. Взамен (3.3) имеем

$$\tau = pr / 2l. \quad (3.4)$$

Касательное напряжение на стенке капилляра τ_3 можно получить из (3.4) при условии $r = R$:

$$\tau_3 = pR / 2l, \quad (3.5)$$

где R — внутренний радиус капилляра.

Совместное решение (3.4) и (3.5) приводит к выражению

$$\tau = \tau_3 \frac{r}{R}. \quad (3.6)$$

Для жидкостей, стационарных по реологическому состоя-

нию, скорость сдвига (du/dr) зависит лишь от напряжения сдвига τ .

Если ось координат совпадает с осью потока, а профиль скоростей рассматривается в положительной области, то при течении жидкости в канале

$$-du/dr = f(\tau). \quad (3.7)$$

Расход Q при течении жидкости в капилляре радиусом R определяется из уравнения

$$Q = \int_0^R 2\pi r u(r) dr$$

или

$$Q = \pi \int_0^R u(r) dr^2.$$

Интегрирование по частям дает

$$Q = \pi \left[r^2 u(r) \Big|_0^R - \int_0^R r^2 du(r) \right]. \quad (3.8)$$

Согласно (3.5) и (3.6)

$$-du(r) = f(\tau) d\tau;$$

$$dr = \frac{R}{\tau_3} d\tau.$$

Уравнение (3.8) с учетом этих соотношений приводится к виду

$$\frac{Q}{\pi R^3} = \frac{u(R)}{R} + \frac{1}{\tau_3^3} \int_0^{\tau_s} \tau^2 f(\tau) d\tau. \quad (3.9)$$

Если скольжение жидкости вдоль стенки капилляра отсутствует, то следует принять $u(R) = 0$.

В этом случае взамен (3.9) имеем основное уравнение, описывающее движение жидкостей в капиллярных вискозиметрах вне зависимости от вида истинной кривой течения,

$$\frac{Q}{\pi R^3} = \frac{1}{\tau_s^3} \int_0^{\tau_s} \tau^2 f(\tau) d\tau. \quad (3.10)$$

Для ньютоновской жидкости истинная кривая течения описывается реологическим уравнением

$$\gamma = f(\tau) = \tau / \mu, \quad (3.11)$$

где μ — абсолютная вязкость.

Интегрирование уравнения (3.10) с учетом (3.11) приводит к известной формуле Пуазейля:

$$\tau_s = \mu \frac{4Q}{\eta R^3}. \quad (3.12)$$

Множитель при абсолютной вязкости в выражении (3.12) носит название средней скорости $\bar{V}_k$, т.е.

$$\bar{V}_k = 4Q / \pi R^3; \quad (3.13)$$

$$\bar{V}_k = 8\bar{W} / d, \quad (3.14)$$

где $\bar{W}$ — средняя скорость течения жидкости в капилляре диаметром d .

Формулу (3.12) с учетом (3.13) по аналогии с (3.11) можно записать в виде

$$\bar{V}_k = F(\tau_s) = \tau_s / \mu. \quad (3.15)$$

Величины τ_s и $\bar{V}_k$, значения которых для капиллярных вискозиметров вычисляются по формулам (3.15) и (3.13), носят название консистентных переменных и являются исходными для построения реальной консистентной кривой течения, используемой затем для определения реологических характеристик.

При построении реограммы в консистентных переменных все опытные точки будут укладываться на одну кривую независимо от диаметра капилляра. Например, согласно формуле (3.15), зависимость $\tau_s(\bar{V}_k)$ определяется лишь абсолютной вязкостью жидкости.

Расслоение консистентных кривых для различных диаметров капилляров можно рассматривать как доказательство скольжения жидкости вблизи стенок канала или как результат ее принадлежности к жидкостям, нестационарным по реологическому состоянию.

Уравнение (3.15) в консистентных переменных примет вид

$$\bar{V}_k = \frac{4}{\tau_s^3} \int_0^{\tau_s} \tau^2 f(\tau) d\tau. \quad (3.16)$$

Из уравнения (3.16) следует, что $\bar{V}_k$ будет определяться лишь величиной τ_s независимо от вида истинной кривой течения $f(\tau)$. Очевидно, что это возможно при наличии допущений, принятых при выводе зависимости (3.10). Следовательно, если каждая частица жидкости движется с постоянной скоростью параллельно оси трубы, т.е. отсутствует скольжение на стенке и скорость сдвига в точке зависит от напряжения сдвига: $-du/dr = f(\tau)$, то зависимость (3.16) следует рассматривать как обобщенную консистентную кривую.

Общая связь между консистентной и истинной кривыми течения при движении жидкости по капилляру устанавливается на основе уравнения (3.16), приведенного к виду

$$f(\tau_s) = \frac{1}{4\tau_s^2} d[F(\tau_s)\tau_s^3] / d\tau_s. \quad (3.17)$$

Согласно выражению (3.17), при $r = R$

$$f(\tau_s) = (du/dr)_s, \quad (3.18)$$

где $(du/dr)_s$ — градиент скорости на стенке трубы.

В соответствии с выражением (3.18) график зависимости $(du/dr)_s$ от τ_s отображает истинную кривую течения.

Необходимо отметить, что $F(\tau_s)$ определяет зависимость средней скорости сдвига в потоке от касательного напряжения на стенке капилляра, тогда как $f(\tau_s)$ — функция градиента скорости на стенке $(du/dr)_s$ от касательного напряжения на стенке.

Связь между консистентными переменными при течении реологически стационарных жидкостей в зазоре вискозиметра с коаксиальными цилиндрами устанавливается следующим образом.

Пусть наружный цилиндр радиусом R_2 вращается с постоянной угловой скоростью ω , а внутренний цилиндр с наружным радиусом R_1 подвешен на упругой нити (рис. 3.5).

Обозначая через M момент, создаваемый сопротивлением сдвигу, через r — радиус элементарного цилиндрического слоя и через l — высоту внутреннего цилиндра, получаем

$$M = 2\pi r^2 l \tau,$$

откуда соответственно

$$\tau = M / 2\pi r^2 l. \quad (3.19)$$

Градиент скорости γ , под которым в реометрии понима-

Рис. 3.5. Принципиальная схема вискозиметра с коаксиальными цилиндрами:

† — схема распределения скорости u и градиентов скорости $\dot{\gamma}$ в цилиндрическом зазоре при условии $R_1 < r_0 < R_2$; $\cdot$ — то же, при условии $r_0 = R_2$; 1 — упругий элемент; 2 — подвес; 3 — внутренний цилиндр; 4 — жидкость; 5 — внешний цилиндр; 6 — специальная полость; 7 — приспособление для вращения внешнего цилиндра

ется первая производная функция скорости u по координате r , взятая по нормали в направлении скорости,

$$\dot{\gamma} = \frac{du}{dr} = \omega + r \frac{d\omega}{dr}. \quad (3.20)$$

Первый компонент этой формулы характеризует вращение всей жидкости как целого и в возникновении касательных напряжений не участвует, второй — носит название сдвига

$$D = r \frac{d\omega}{dr} = r \frac{d}{dr} \left(\frac{u}{r} \right). \quad (3.21)$$

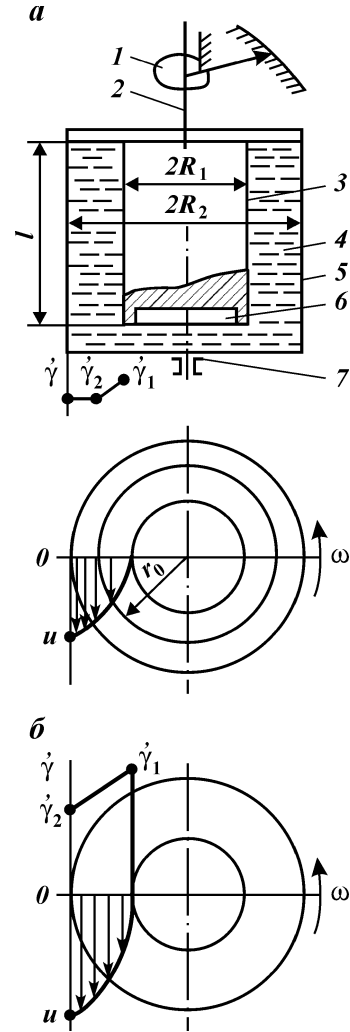
Здесь необходимо отметить, что отождествление градиента скорости и скорости сдвига справедливо только для прямолинейных потоков, например, при движении жидкости в трубке капиллярного вискозиметра.

Ограничимся рассмотрением реологически стационарных жидкостей, т.е. жидкостей, реологические характеристики которых не зависят от времени. В этом случае

$$D = f(\tau). \quad (3.22)$$

Следовательно, имея в виду (3.21) и (3.22), можно записать

$$r \frac{d}{dr} \left(\frac{\omega}{r} \right) = f(\tau). \quad (3.23)$$



Если скольжение жидкости на стенках обоих цилиндров отсутствует, то

$$u = 0 \quad \text{при} \quad r = R_1;$$

$$u = R_2 \omega \quad \text{при} \quad r = R_2.$$

Приведенные граничные условия позволяют найти распределение скоростей $u(r)$ по сечению путем интегрирования уравнения (3.23)

$$u(r) = f(\tau) \frac{dr}{r}. \quad (3.24)$$

В случае если течение охватывает весь зазор, образуемый цилиндрами вискозиметра ($r = R_2$), то уравнение (3.24) принимает вид

$$\omega = \frac{u(R_2)}{R_2} = \int_{R_1}^{R_2} f(\tau) \frac{dr}{r}. \quad (3.25)$$

Уравнения (3.21) и (3.19) можно представить в виде

$$d \ln r = \frac{d\omega}{D} = \frac{d\omega}{f(\tau)}; \quad d\tau / \tau = -2d \ln \tau.$$

Совместное решение этих уравнений дает выражение

$$d\omega = -\frac{1}{2} \frac{f(\tau)}{\tau} d\tau. \quad (3.26)$$

Преобразование (3.26) приводит к зависимости

$$\omega = -\frac{1}{2} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \frac{f(\tau)}{\tau} d\tau = \frac{1}{2} \int_{\tau_2}^{\tau_1} \frac{f(\tau)}{\tau} d\tau, \quad (3.27)$$

где τ_1, τ_2 — напряжения сдвига на стенках соответственно внутреннего и наружного цилиндров.

Исходя из (3.19), можно записать

$$\tau_1 = M / 2\pi R_1^2 l; \quad (3.28)$$

$$\tau_2 = M / 2\pi R_2^2 l. \quad (3.29)$$

Из соотношений (3.28) и (3.29) следует, что напряжение сдвига на стенке внутреннего цилиндра больше, чем на стенке внешнего.

Совместное решение (3.28) и (3.29) дает

$$\tau_2 = d\tau_1 = \left(\frac{R_1}{R_2}\right)^2 \tau_1. \quad (3.30)$$

Уравнение (3.27) с учетом (3.30) примет вид

$$\omega = \frac{1}{2} \int_{a\tau_1}^{\tau_1} \frac{f(\tau)}{\tau} d\tau. \quad (3.31)$$

Решение уравнений (3.24) и (3.31) зависит от вида функции $f(\tau)$. Для неньютоновских жидкостей

$$f(\tau) = \tau / \mu. \quad (3.32)$$

С учетом (3.19) и (3.32) решение (3.24) и (3.31) приводит к зависимостям

$$u(r) - r \int_{R_1}^r \frac{M}{2\pi r'^2 l \mu} \frac{dr'}{r'} = \frac{M}{4\pi \mu l} \left(\frac{1}{R_1^2} - \frac{1}{r} \right); \quad (3.33)$$

$$\omega = \int_{a\tau_1}^{\tau_1} \frac{a\tau}{2\mu} = \frac{\tau_1(1-a)}{2\mu},$$

где $a = (R_1 / R_2)^2$; $\tau_1 = M / 2\pi R_1^2 l$.

Формула (3.33), впервые полученная Стоксом, применяется для определения абсолютной вязкости ньютоновских жидкостей при помощи вискозиметров с коаксиальными цилиндрами.

Зависимость (3.33) по аналогии с (3.32) можно привести к виду

$$\tau_1 = \mu \frac{2\omega}{1-a} \quad (3.34)$$

или

$$\tau_1 = \mu \bar{V}_p, \quad (3.35)$$

где $\bar{V} = \frac{2\omega}{1-a}$ — средняя скорость сдвига в коаксиальном зазоре.

С учетом consistentных переменных τ_1 и $\bar{V}_p$ зависимость (3.33) примет следующий окончательный вид

$$\bar{V}_p = \frac{1}{1-a} \int_{a\tau_1}^{\tau_1} \frac{f(\tau)}{\tau} d\tau. \quad (3.36)$$

Уравнения (3.16) и (3.36), отображающие течение жидкостей и consistentных переменных, служат для получения основных расчетных соотношений по определению реологических характеристик на капиллярных вискозиметрах и приборах с коаксиальными цилиндрами соответственно.

Точную расчетную формулу для определения реологических характеристик вязкопластичных жидкостей на капиллярных вискозиметрах можно получить в результате интегрирования уравнения (3.16) при условии, что жидкость в приосевой области не подвержена сдвигу, т.е.

$$f(\tau) = (\tau - \tau_0) / \eta, \quad \tau_0 < \tau < \tau_s;$$

$$f(\tau) = 0; \quad 0 < \tau < \tau_0. \quad (3.37)$$

Уравнение (3.16) с учетом (3.37) примет вид

$$\bar{V}_k = \frac{4}{\tau_s} \int_{\tau_0}^{\tau_0} \frac{\tau_2(\tau - \tau_0)}{\eta} d\tau. \quad (3.38)$$

Решение (3.38) приводит к формуле, известной под названием полного уравнения Букингема, записанного в consistentных переменных,

$$\bar{V}_k = \frac{\tau_s}{\eta} \left(1 - \frac{4}{3} \frac{\tau_0}{\tau_s} + \frac{1}{3} \frac{\tau_0^4}{\tau_s^4} \right), \quad (3.39)$$

где $\tau_s = pR / 2l$; $\bar{V}_s = 4Q / \pi R^3$.

Определить искомые реологические характеристики (τ_0 , η) из уравнения (3.39) практически невозможно, хотя в принципе эта операция осуществима с помощью компьютера методом наименьших квадратов. В этой связи уравнение (3.39) в практической реометрии не используется.

Если предположить, что жидкость во всей области от оси до стенки капилляра подвержена сдвигу, т.е.

$$f(\tau) = (\tau_s - \tau_0) / \eta, \quad 0 < \tau < \tau_s,$$

то, используя уравнение (3.16), после интегрирования получаем

$$\bar{V}_k = \frac{4}{\tau_s^3} \int_0^{\tau_s} \frac{\tau^2(\tau - \tau_0)}{\eta} d\tau = \frac{\tau_s}{\eta} \left(1 - \frac{4}{3} \frac{\tau_0}{\tau_s} \right). \quad (3.40)$$

Зависимость (3.40) отображает асимптоту уравнения (3.39) и носит название неполного уравнения Букингема.

Использование (3.40) взамен (3.39) приводит к погрешности менее 6 % при $\tau_0/\tau_s \leq 0,5$ (по Р.И. Шищенко).

Основное расчетное соотношение на основании формулы (3.40) имеет вид

$$\tau_s = \frac{4}{3} \tau_0 + \eta \bar{V}_k.$$

Пластическая вязкость находится по любым двум точкам полученной прямой, дающим две пары значений $\tau_{s1} - \bar{V}_{k1}$ и $\tau_{s2} - \bar{V}_{k2}$, позволяющих исключить τ_0 ,

$$\eta = \frac{\tau_{s2} - \tau_{s1}}{\bar{V}_{k2} - \bar{V}_{k1}}.$$

Динамическое напряжение сдвига определяется значением отрезка, отсекаемого консистентной прямой на оси τ_s :

$$\tau_0 = \frac{3}{4} \tau_{s0};$$

$$\tau_s = \tau_{s0} \text{ при } v_k = 0.$$

Следует отметить, что согласно полному уравнению Букингема (3.39), консистентная кривая течения для вязкопластичных жидкостей должна иметь заметную кривизну в области малых скоростей сдвига.

Получение линейной зависимости свидетельствует, что в пределах наблюдаемых значений скорости сдвига пластичное ядро течения в потоке жидкости отсутствует, однако это не означает невозможность его формирования при малых значениях $\bar{V}_k$, не реализованных в опыте. В этом случае необходимо иметь уверенность в соответствии диапазона скоростей сдвига в капиллярном вискозиметре реальным условиям движения жидкости в элементах циркуляционной системы, требующих гидравлического расчета.

Определение реологических характеристик в значительной мере осложняется, если в области малых скоростей сдвига

опытные точки отклоняются от прямой. В этом случае аппроксимация данных линейной зависимостью методом наименьших квадратов недопустима. Необходимо экстраполировать линейный участок консистентной кривой до пересечения с осью τ_s , имитируя асимптоту реальной кривой течения. Погрешность подобной аппроксимации уменьшается с ростом прямолинейного участка консистентной кривой, в противном случае вычисленные реологические характеристики могут существенно отличаться от реальных.

Реологическое уравнение истинной кривой течения псевдопластичных и дилатантных (степенных) жидкостей имеет вид

$$f(\tau) = (\tau / k)^{1/n}. \quad (3.41)$$

Подстановка (3.41) в уравнение (3.16) дает

$$\bar{V}_k = \frac{4}{\tau_s^3} \int_0^{\tau_s} \frac{\tau^{2+1/n}}{k^{1/n}} d\tau. \quad (3.42)$$

Интегрирование (3.42) приводит к зависимости, позволяющей определить реологические характеристики степенных жидкостей при течении в капиллярных вискозиметрах,

$$\tau_s = k \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n V_k^n. \quad (3.43)$$

Формулу (3.43) можно применять при постоянстве во всем диапазоне касательных напряжений сдвига от τ_s на стенке до нуля на оси капилляра, т.е. в соответствии с условиями интегрирования уравнения (3.42). Опытные точки в этом случае удовлетворительно аппроксимируются прямой на графике с координатами $\ln \tau_s - \ln \bar{V}_k$. Так, логарифмирование (3.43) дает

$$\ln \tau_s = \ln k' + n \ln \bar{V}_k;$$

$$k' = k \left(\frac{3n+1}{n} \right)^n.$$

Используя любые две точки аппроксимирующей прямой, можно вычислить n по формуле

$$n = \frac{\ln \tau_{s2} - \ln \tau_{s1}}{\ln \bar{V}_{k2} - \ln \bar{V}_{k1}}. \quad (3.44)$$

Затем определить показатель

$$k = \tau_{s1} \left(\frac{3n+1}{4n} \bar{V}_{\kappa 1} \right)^{-n} \quad (3.45)$$

или

$$k = \tau_{s2} \left(\frac{3n+1}{4n} \bar{V}_{\kappa 2} \right)^{-n}.$$

Практически график логарифмической зависимости τ_s от $\bar{V}_\kappa$ аппроксимируется несколькими прямыми в разных диапазонах τ_s .

В этом случае определение показателей n и k базируется на теоретических разработках капиллярной вискозиметрии, изложенных У.И. Уилкинсоном, смысл которых заключается в следующем.

Дифференцируя уравнение (3.17) по частям, получаем

$$-\left(\frac{du}{dr} \right)_s = \frac{3}{4} \bar{V}_\kappa + \frac{1}{4} \tau_s \frac{d\bar{V}_\kappa}{d\tau_s}. \quad (3.46)$$

Уравнение (3.46) удобно для определения градиента скорости на стенке трубы независимо от вида истинной кривой течения. Оно наглядно показывает, что градиент скорости на стенке трубы совпадает по значению со средней скоростью сдвига лишь у ньютоновских жидкостей.

Преобразуя уравнение (3.46), приходим к зависимости Рабиновича и Муни

$$\left(\frac{du}{dr} \right)_s = \frac{3}{4} \bar{V}_\kappa + \frac{1}{4} \bar{V}_\kappa \frac{d \ln \bar{V}_\kappa}{d \ln \tau_s}. \quad (3.47)$$

Если обозначить производную в любой точке логарифмической зависимости τ_s от $\bar{V}_\kappa$ через

$$n' = \frac{d \ln \tau_s}{d \ln \bar{V}_\kappa}, \quad (3.48)$$

то подстановка этого значения в уравнение (3.47) приводит к выражению, предложенному Метцнером и Ридом,

$$-\left(\frac{du}{dr} \right)_s = \frac{3n'+1}{4n'} \bar{V}_\kappa. \quad (3.49)$$

Имея в виду (3.49), уравнение касательной в любой точке логарифмической консистентной кривой можно записать в виде

$$\ln \tau_s = a + n' \ln \bar{V}_k$$

или

$$\tau_s = k' \bar{V}_k^{n'} \quad (3.50)$$

где k_1 — показатель консистенции, характеризующий с некоторым приближением вязкость (густоту) материала; n' — показатель неньютоновского поведения жидкости.

Если зависимость τ_s от $\bar{V}_k$ в логарифмических координатах нелинейна, то $k_1 = \varphi(\tau_s)$ и $n = \psi(\tau_s)$.

Зависимость (3.50) внешне сходна с уравнением Оствальда — Рейнера, описывающим истинную реологическую кривую в степенном виде

$$\tau = k \left(\frac{du}{dr} \right)^n \quad (3.51)$$

Параметры k и n близки по смыслу k' и n' в характеристике материала. Однако они физически принципиально различаются, поскольку k и n являются истинными характеристиками текущей среды, тогда как k' и n' косвенно определяют реологическое состояние жидкости лишь при течении в капилляре.

Связь между n и n' устанавливается на основе уравнения (3.49), приведенного к виду

$$\frac{d \ln \left(-\frac{du}{dr} \right)}{d \ln \tau_s} = \frac{d \ln \left(\frac{3n' + 1}{4n'} \right)}{d \ln \tau_s} + \frac{d(\ln \bar{V}_k)}{d \ln \tau_s} \quad (3.52)$$

Поскольку ранее доказано, что график зависимости (du/dr) от τ_s отображает истинную кривую течения, то с учетом уравнения (3.51)

$$\frac{d \ln \left(-\frac{du}{dr} \right)_s}{d \ln \tau_s} = \frac{d \ln \left(-\frac{du}{dr} \right)}{d \ln \tau} = \frac{1}{n} \quad (3.53)$$

Подстановка формул (3.48) и (3.53) в уравнение (3.52) приводит к выражению

$$\frac{n'}{n} = 1 + n' \frac{d \ln \left(\frac{3n' + 1}{4n'} \right)}{d \ln \tau_s},$$

которое после дифференцирования принимает вид, удобный для определения n и n' ,

$$n = \frac{n'}{1 - \frac{1}{3n' + 1 \left(\frac{dn'}{d \ln \tau_s} \right)}}. \quad (3.54)$$

Величины n и k определяются следующим образом. Опытные точки наносят на график в координатах $\ln \tau_s - \ln \bar{V}_k$. Проводят линейно-кусочную аппроксимацию опытных данных j -х участков ($j = 1, 2, 3, \dots, m$). В пределах каждого j -го линейного участка кривой согласно формуле (3.48) показатель неньютоновского поведения n' является постоянной величиной, не зависящей от $\ln \tau_s$.

При этом $dn'/d \ln \tau_s = Q$ и из уравнения (3.54) следует, что $n = n'$.

Таким образом, для каждого выделенного участка показателя n и k будут иметь разные значения. Для их определения используют формулы (3.44) и (3.45).

В связи с многообразием применяемых буровых растворов график логарифмической зависимости τ_s от $\bar{V}_k$ может существенно отличаться от линейного в широком диапазоне изменения средних скоростей сдвига.

Возникают затруднения в классификации жидкости по реологическому состоянию. В этом случае необходимо осуществить переход от консистентной кривой течения к истинной. Здесь следует подчеркнуть, что реологическое уравнение, отображающее истинную кривую течения, является исходным для последующего описания течения сложных сред в рабочих элементах применяемого оборудования с помощью интегральных величин.

Основные правила перехода сводятся к следующему.

Логарифмический график зависимости τ_s от $\bar{V}_k$ используют для определения n' по формуле (3.48) для фиксированных значений τ_s .

Вычисляют скорость сдвига на стенке капилляра по уравнению (3.49) для $\bar{V}_k$, соответствующих фиксированным τ_s .

Набор значений $(-du/dr)$ на основании (3.18) используют для построения истинной кривой течения $-du/dr = f(\tau)$, которая затем отображается в аналитическом виде. Величина n для фиксированных значений τ_s и n' может быть определена по формуле (3.54).

Изложенный метод универсален, поскольку его можно применять для широкого круга реологически стационарных жидкостей даже в том случае, если η' меняет свое значение в определенных интервалах напряжений сдвига. Естественно, что в этом случае истинная кривая течения будет описывать лишь исследованный интервал напряжений сдвига. Описанный способ определения истинной кривой течения трудоемок, и для реализации рационально использовать компьютер.

Расчетные формулы для определения реологических характеристик вязкопластичных и степенных жидкостей на приборах с коаксиальными цилиндрами можно получить в результате решения уравнения (3.36) с учетом зависимостей (3.37) и (3.41) соответственно.

Решению этой задачи для вязкопластичных жидкостей посвящены работы Б.П. Вайнберга, М. Рейнера и Р. Ривлина.

Подставляя формулу (3.37) и уравнение (3.36), получаем

$$\bar{V}_p = \frac{1}{(1-a)} \int_{a\psi_1}^{\tau_1} \frac{\tau - \tau_0}{\tau \eta} d\tau. \quad (3.55)$$

После интегрирования получим уравнение течения вязкопластичной жидкости в кольцевом зазоре вискозиметра с коаксиальными цилиндрами, выраженное в консистентных переменных:

$$\begin{aligned} \tau_1 &= -\tau_0 \frac{\ln a}{1-a} + \eta \bar{V}_p; \\ \tau_1 &= \frac{Af}{2\pi R_1^2 t}; \bar{V}_p = -\frac{2\omega}{1-a}; a = (R_1/R_2)^2. \end{aligned} \quad (3.56)$$

Как видно из уравнения (3.56), зависимость между τ_1 и $\bar{V}_p$ линейная. Практически по опытным данным строят график в координатах $\tau_1 - \bar{V}_p$. По любым двум точкам аппроксимирующей прямой, дающим две пары значений $\tau_{11} - \bar{V}_{p1}$ и $\tau_{12} - \bar{V}_{p2}$ вычисляют пластическую вязкость

$$\eta = \frac{\tau_{12} - \tau_{11}}{\bar{V}_{p2} - \bar{V}_{p1}}. \quad (3.57)$$

Динамическое напряжение сдвига определяется по формуле

$$\tau_0 = -\tau_{10} \frac{1-a}{\ln a}, \quad (3.58)$$

где τ_{10} — напряжение сдвига на стенке внутреннего цилиндра при $\bar{V}_p = 0$, численно равное отрезку, отсекаемому прямой на оси напряжений сдвига.

Уравнение в консистентных переменных (3.36) для псевдопластичных и дилатантных (степенных) жидкостей с учетом зависимости (3.41) имеет вид

$$V_p = \frac{1}{1-a} \int_{\tau_{10}}^{\tau_1} \frac{\tau^{\frac{1-n}{n}}}{k^{1/n}} d\tau. \quad (3.59)$$

Интегрирование (3.59) приводит к зависимости

$$\tau_1 = k'_p V_p^n; \quad k'_p = k \left[\frac{(1-a)}{n(1-a^{1/n})} \right]^n, \quad (3.60)$$

где k'_p — показатель консистенции жидкости в кольцевом зазоре вискозиметра.

После логарифмирования (3.60) имеем

$$\ln \tau_1 = \ln k'_p + n \ln \bar{V}_p. \quad (3.61)$$

Показатель k'_p вычисляют по любым двум точкам аппроксимирующей прямой

$$n = \frac{\ln \tau_{12} - \ln \tau_{11}}{\ln \bar{V}_{p2} - \ln \bar{V}_{p1}}. \quad (3.62)$$

На основании уравнения (3.60)

$$k = \tau_{11} \left[\frac{(1-a)}{n(1-a^{1/n})} \bar{V}_{p1} \right]^{-n}$$

или

$$k = \tau_{12} \left[\frac{(1-a)}{n(1-a^{1/n})} \bar{V}_{p2} \right]^{-n}. \quad (3.63)$$

Реологические характеристики буровых растворов измеряют на капиллярных вискозиметрах и приборах с коаксиальными цилиндрами (торсионных вискозиметрах), представляющих разновидность большой группы ротационных приборов с сочетанием измерительных поверхностей различных форм.

Каждому типу используемого вискозиметра присущи свои достоинства и недостатки. Капиллярные вискозиметры вследствие громоздкой и сложной конструкции применяются в основном для научно-исследовательских целей.

В буровой практике широко используются приборы с коаксиальными цилиндрами ВСН-3, ВСН-4, "Реотест", ФАН и т.д.

Следует отметить, что при замере реологических характеристик любой жидкости для получения инвариантных данных требуется учет поправок на пристенное скольжение, кинетическую энергию потока, донный эффект, начальный участок и т.д.

Стабильные значения реологических характеристик тиксотропных суспензий при работе с вискозиметрами с коаксиальными цилиндрами обычно можно получить следующим образом.

Стабилизированную суспензию заливают до нужного уровня в цилиндр вискозиметра и приводят в равновесное состояние вращением внешнего цилиндра на большой скорости до получения не зависящего от времени крутящего момента. Аналогичные операции проводят и при каждой последующей, более низкой частоте вращения цилиндра. Замеренные таким образом углы закручивания и соответствующие им частоты вращения цилиндра используют для вычисления консистентных переменных и определения реологических характеристик.

Интенсивное перемешивание раствора вращением цилиндра вискозиметра на большой скорости до равновесного состояния, без последующей выдержки вращения по ступеням до равновесного состояния дает менее стабильные результаты замеров, особенно в растворах, обладающих сильной тиксотропией.

3.4. ГИДРОДИНАМИКА ПРИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

Одна из специфических гидромеханических задач, возникающая в процессе бурения и существенно влияющая на качество буровых работ с позиций предупреждения гидроразрывов, газоводонефтепроявлений и поглощений, — определение гидродинамических давлений в стволе скважины в процессе спускоподъемных операций с бурильным инструментом, спуска обсадных колонн и их расхаживания. Физи-

ческая картина процесса при этом состоит в том, что движущаяся в скважине колонна бурильных или обсадных труб, во-первых, увлекая буровой раствор за счет вязких сил, а во-вторых, освобождая при подъеме или замещая при спуске трубами объем в стволе скважины, вызывает возникновение гидродинамических давлений, расходуемых на преодоление сил сопротивления.

На рис. 3.6 представлены профили скорости для вязких и вязкопластичных жидкостей в кольцевом пространстве и трубе. В случае закрытого конца движущихся труб течения жидкости в них, естественно, не будет. Представленные профили скорости соответствуют ламинарному для вязких жидкостей и структурному для вязкопластичных жидкостей течениям. При этом скорость жидкости на стенках трубы будет равна скорости движения труб согласно условию прилипания. В кольцевом пространстве имеем некоторое распределение

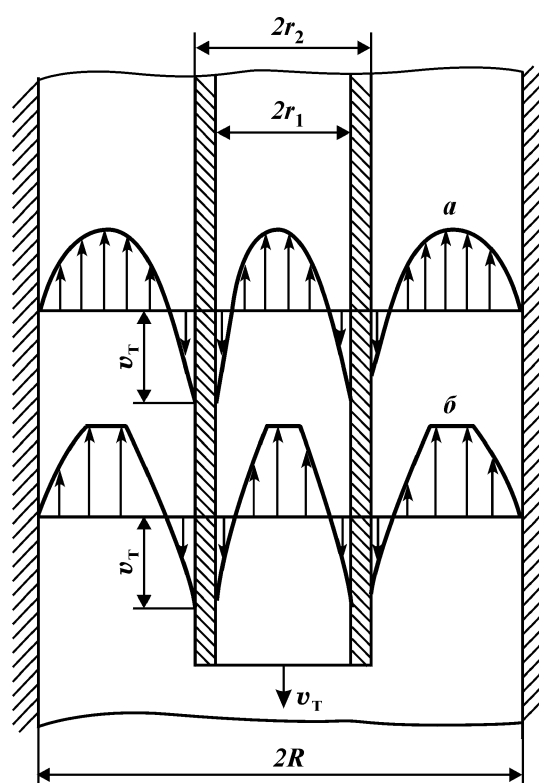


Рис. 3.6. Эпюры распределения скоростей в трубах и затрубном пространстве для вязких (а) и вязкопластичных (б) жидкостей при спуске колонны

скоростей в соответствии с характером сдвигового течения, отвечающего условиям равенства совокупного расхода, по формулам:

при закрытом нижнем конце

$$q = v_r \pi r_1^2;$$

при открытом нижнем конце

$$q = v_r \pi (r_2^2 - r_1^2),$$

где r_1 , r_2 , v_r соответствуют приведенным обозначениям (см. рис. 3.6).

В случае движения труб с закрытым концом, что соответствует спуску и подъему бурильной колонны, в ньютоновской жидкости имеем для расхода условие

$$q = \pi r_2^2 v_r = 2\pi \left[\frac{\Delta p}{16\eta l} (R^2 - r_2^2) \left(R^2 - r_2^2 - \frac{R^2 - r_2^2}{\ln \frac{R}{r_2}} \right) - \frac{v_r}{2} \left(\frac{R_1 - r_2}{2 \ln \frac{R}{r_2}} - r_2 \right) \right].$$

Из этого соотношения следует, что перепад давления

$$\Delta p = \frac{4\eta L v_r}{(R^2 + r_2^2) \ln \frac{R}{r_2} - (R^2 - r_2^2)},$$

где L — длина труб; η — вязкость жидкости; v_r — скорость движения труб.

Скорость жидкости v для любого текущего значения радиуса r в кольцевом пространстве может быть определена по формуле

$$v = \frac{\Delta p (R^2 - r_2^2)}{4\eta L} - \frac{\Delta p (R^2 - r_2^2)}{4\eta L} \frac{\ln \frac{r}{r_2}}{\ln \frac{R}{r_2}} + v_r \frac{\ln \frac{r}{R}}{\ln \frac{R}{r_2}}.$$

Приведенными формулами можно воспользоваться и для вязкопластичных жидкостей, используя значение эффективной вязкости, рассчитанной по формуле

$$\eta_s = \eta \left[1 + \frac{\tau_0 (R - r_2)}{3\eta (v_r - v_{cp})} \right],$$

где v_{cp} — средняя скорость в кольцевом пространстве, определяемая по формуле

$$V_{cp} = \frac{r_2^2 V_T}{R^2 - r_2^2}.$$

Точное решение для движения цилиндра большой длины в цилиндрическом сосуде при структурном течении вязкопластичной жидкости в кольцевом пространстве дано Н.А. Гукасовым, но вследствие сложности решения его используют редко.

Отметим, что в связи с изменением предельного напряжения сдвига со временем и другими физико-химическими воздействиями реологические параметры могут существенно изменяться, а также, принимая во внимание отсутствие учета сил инерции, местных сопротивлений и упругости системы, эти расчетные формулы следует считать приближенными, так как на практике имеются существенные расхождения при сравнении с замерами фактических давлений глубинными манометрами. В связи с этим в настоящее время имеется ряд приближенных и эмпирических формул, полученных для различных геолого-технических условий и имеющих определенную область применимости.

Так, А.М. Пирвердяном и Н.А. Гукасовым предложена формула

$$\Delta p = \frac{4\eta L v_T}{(R^2 - r_2^2) \ln \frac{R}{r_2} + (R^2 - r_2^2)} + \frac{2L\theta}{R - r_2},$$

которая, по мнению авторов, дает удовлетворительные результаты для условий

$$\eta v_T / \gamma R^2 = 0 \div 10^{-2}; \quad \theta / \gamma R = 0 \div 5 \cdot 10^{-2}; \quad r_2 / R = 0,4 \div 0,7.$$

По А.К. Козодю, А.В. Зубареву и В.С. Федорову,

$$\Delta p = \frac{a_0 v_T L}{4(R^2 - r_2^2)},$$

где $a_0 = 6 \div 8$ — опытный коэффициент.

По их мнению, также может быть использована формула

$$\Delta p = \frac{b_0 \eta L v_T}{4R^2 \left(\frac{R^2}{r_2^2} - 1 \right)} + \varphi \frac{2 \cdot 10^{-4} L \tau_0}{R - r_2},$$

где $\varphi = (1 \div 0,33)r_2/R$; $b_0 = 0,88 \div 0,15$ — опытный коэффици-

ент, большие значения которого соответствуют уменьшению зазора в кольцевом пространстве.

При подъеме труб предлагается последнюю формулу записывать в виде

$$\Delta p = \frac{b_0 \eta L v_T}{4(R^2 - r_2^2)} - \varphi \frac{2 \cdot 10^{-2} L \tau_0}{R - r_2}.$$

По мнению Е.И. Сукурено, при спуске бурильных труб гидродинамическое давление может быть рассчитано по формуле

$$\Delta p = \frac{33 v_T \eta_{\text{э}}}{4(R^2 - r_2^2)},$$

где $\eta_{\text{э}}$ — эффективная вязкость, определяемая по формуле

$$\eta_{\text{э}} = \eta + \frac{\pi r_0 (R - r_2)^2 (R + r_2) 98,1}{3 \cdot 10^8 g}.$$

В.И. Крыловым по результатам обработки большого числа экспериментальных данных, полученных глубинным манометром на площадях Татарии, предложена формула, которая при сравнении с другими дала лучшую сходимость

$$\Delta p = a + b v_T^2,$$

где

$$a = 4 \cdot 10^{-6} \tau_0 \left(\frac{l_1}{D - d_1} + \frac{l_2}{D - d_2} \right);$$

$$b = 10 \lambda \frac{L}{D - d_1} \frac{\gamma}{2g};$$

l_1, l_2 — длина соответственно бурильных труб и турбобура; d_1, d_2 — наружный диаметр соответственно бурильных труб и турбобура; L — общая длина бурильных труб и турбобура; D — диаметр скважины; γ — удельный вес бурового раствора; g — ускорение силы тяжести.

Для случая открытого конца движущихся труб, что соответствует спуску обсадных колонн без обратного клапана, принимая во внимание равенство потерь давления в кольцевом пространстве и трубах, имеем для ньютоновской жидкости

$$q = \pi(R^2 - r_2^2) v_T = q_T + q_{\text{кп}};$$

$$\frac{q_{\text{кп}}}{q_{\text{т}}} = \left(\frac{R^4}{r_1^4} - \frac{r_2^4}{r_1^4} \right) - \frac{\left(\frac{R^2}{r_1^2} - \frac{r_2^2}{r_1^2} \right)}{\ln \frac{R}{r_2}},$$

где $q_{\text{т}}$, $q_{\text{кп}}$ — расход жидкости соответственно в трубах и кольцевом пространстве.

Из выражения следует, что гидродинамическое давление и расход в трубах могут быть рассчитаны по формулам

$$\Delta p = \frac{8\eta L}{r_1^2} \frac{\left(R^2 - r_2^2 \right) v_{\text{т}}}{1 + \left(\frac{R^4}{r_1^4} - \frac{r_2^4}{r_1^4} \right) - \frac{\left(\frac{R^2}{r_1^2} - \frac{r_2^2}{r_1^2} \right)}{\ln \frac{R}{r_2}}};$$

$$q_{\text{т}} = \frac{\pi(R^2 - r_2^2)v_{\text{т}}}{1 + \left(\frac{R^4}{r_1^4} - \frac{r_2^4}{r_1^4} \right) - \frac{\left(\frac{R^2}{r_1^2} - \frac{r_2^2}{r_1^2} \right)}{\ln \frac{R}{r_2}}}.$$

Для наиболее часто применяемых на практике сочетаний обсадных труб и долот значение $q_{\text{т}}$ составляет 20–30 % общего расхода вытесняемой жидкости, а для бурильных труб это значение равно примерно 10 %.

Приведенными формулами можно пользоваться и для приближенных расчетов при наличии вязкопластичной жидкости, используя эффективную вязкость

$$\eta_{\text{э}} = \eta \left[1 + \frac{4\tau_0 r_1^2}{3\eta v_{\text{т}} (R + r_2)} \right],$$

которая соответствует условию $q_{\text{т}} = 0,25q$.

Использование формул для движения труб с частично открытым концом, что соответствует наличию долота с промывочными отверстиями или дроссельных обратных клапанов, нецелесообразно ввиду малости $q_{\text{т}}$ по сравнению с $q_{\text{кп}}$. В этих случаях рекомендуется применять формулу для труб с закрытым концом, что соответствует расчетам с запасом.

Все рассмотренные формулы основаны на учете гидроди-

намических давлений по всей длине кольцевого зазора между трубами и стенками скважины и относятся к зоне торца движущихся труб. Очевидно, что в любом промежуточном сечении движущейся колонны, а тем более в стволе скважины, еще не занятом спускаемой колонной, знание гидродинамических давлений тоже актуально. Если принять, что движение труб — процесс нестационарный, а импульс давления, возникающий на торце трубы, распространяется по законам гидроудара, то рекомендуется следующая методика расчета Δp . Импульс давления Δp (рассчитанный по любой из приведенных выше формул) распространяется по гидравлическому каналу вверх к устью скважины и вниз к забою. При этом импульс затухает, и его значение на расстоянии x от торца труб определяется по формуле

$$\Delta p_x = \Delta p e^{-kx}, \quad (3.64)$$

где k — коэффициент затухания импульса давления, m^{-1} . Для приближенных расчетов для труб $k_r = 0,00047 m^{-1}$, для законного пространства $k_{zn} = 0,0012 m^{-1}$.

На устье скважины импульс давления затухает, а на забое удваивается, отражается и распространяется вверх к торцу труб и далее — к устью скважины. В этом случае после отражения

$$\Delta p_y = 2\Delta p_L e^{-ky}, \quad (3.65)$$

где Δp_L — давление Δp_x при $x = L$; y — расстояние от забоя скважины до расчетного сечения ствола.

Таким образом, в стволе скважины под спускаемой колонной труб для расчетов принимают большее давление из Δp_x и Δp_y .

Приведенная методика для расчета гидродинамических давлений на удалении от торца движущейся колонны оказывается весьма полезной с позиций предупреждения поглощений и последующих возможных газоводонефтепроявлений.

3.5. МЕСТНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ

При гидравлическом расчете технологических операций, оценке гидравлических сопротивлений различного рода устройств (долото, турбобур, устьевая обвязка, муфтовые и замковые соединения труб, элементы технологической

оснастки при цементировании и др.), помимо потерь давления на трение по длине канала также необходимо учитывать местные потери давления.

Ввиду трудностей теоретического анализа характеристик течения в сложных устройствах при различных режимах течения в стендовых условиях снимают сразу общий коэффициент сопротивления всего устройства или группы близко расположенных друг к другу устройств. В практике бурения наибольшее значение из всех видов истечения жидкости имеет истечение из насадок долота (или иного устройства с насадками), причем с двух точек зрения: формирование струи, воздействующей на преграду, а также потери давления в насадках.

Струя, сформированная в насадке той или иной формы, попадая в массу окружающей ее жидкости, постепенно расширяется, если не встречает преграды. В струе прежде всего отмечают ее границу, т.е. поверхность раздела с окружающей жидкостью. В связи с наличием пульсации скоростей, перпендикулярных к поверхности раздела, будет происходить постоянный обмен частицами между струей и окружающей жидкостью.

На рис. 3.7 представлена схема затопленной свободной турбулентной струи. Началом струи считают обычно выходное сечение насадки. На протяжении от начального сечения до переходного имеется ядро струи или ядро постоянных

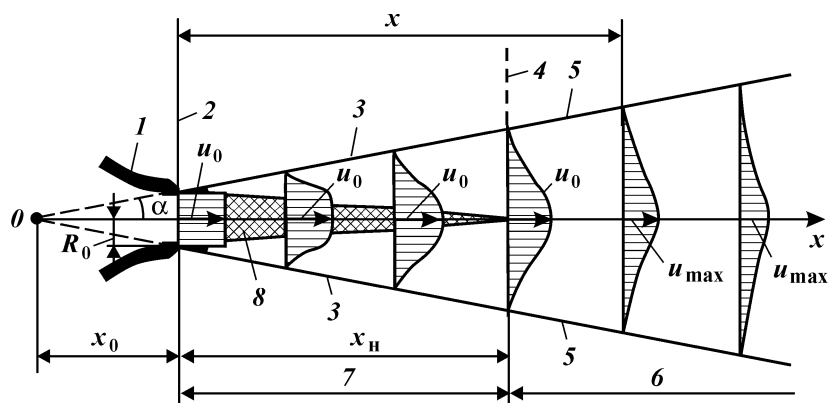


Рис. 3.7. Схема затопленной свободной турбулентной струи:
1 — насадка; 2 — начальное сечение; 3 — граница струи; 4 — переходное сечение; 5 — пограничный слой; 6 — основной участок; 7 — начальный слой; 8 — ядро

скоростей. Во всех точках этой области скорости одинаковы и равны u_0 . Опыты показывают, что ядро ограничено с боков практически прямыми линиями. Эти линии отделяют ядро от окружающего его турбулентного струйного слоя, в пределах которого они изменяются (см. рис. 3.7). В переходном сечении, где заканчивается разрыв ядра постоянных скоростей, пограничный слой занимает все сечение потока; начиная с этого сечения скорость вдоль оси потока падает. Участок струи между выходным и переходным сечениями называется начальным, остальная часть струи — основным участком. Считают, что внешние границы турбулентного пограничного слоя очерчены прямыми линиями, проходящими через кромки насадки и пересекающимися в полюсе 0.

Исследования показали, что размеры эпюр усредненных скоростей, построенных для плоских живых сечений струи, связаны между собой простыми зависимостями. В случае равномерной эпюры скоростей в выходном сечении гидродинамическое давление в струе практически равно давлению в окружающей среде.

Практический интерес представляют следующие параметры струи, выраженные через радиус насадки R_0 , скорость истечения из отверстия u_0 и экспериментальный коэффициент структуры $a \approx 0,08$:

расстояние от начального сечения до полюса струи

$$x_0 = 0,29 R_0/a;$$

длина начального участка

$$x_n = 0,67 R_0/a;$$

тангенс угла, равного половине угла расширения струи,
 $\operatorname{tg} \alpha = 3,4a$;

половина высоты струи на расстоянии x от начального сечения

$$R_{\text{тр}} = \left(3,4 \frac{ax}{R_0} + 1 \right) R_0;$$

скорость на оси струи основного участка струи

$$u_{\text{max}} = \frac{0,96u_0}{\frac{ax}{R_0} + 0,29}.$$

В условиях скважины приведенные параметры являются

ориентировочными, поскольку искажаются под влиянием стесненных условий забоя и стенок.

Потери давления в насадках долот рекомендуется определять по формуле

$$\Delta p_A = \frac{\rho Q^2}{2g\alpha_A f_A^2}, \quad (3.66)$$

где ρ — плотность жидкости; Q — расход; α_A — коэффициент расхода промывочных отверстий или сменных насадок долот; f_A — суммарная площадь промывочных отверстий.

В случае, если в долоте установлены насадки разного диаметра, это учитывается величиной f_A .

Согласно В.И. Мительману, коэффициент расхода для промывочных отверстий серийных долот $\alpha_A = 0,67$, а для сменных профилированных гидромониторных насадок $\alpha_A = 0,9$.

Следует иметь в виду, что при бурении роторным способом значение Q в формуле (3.66) соответствует подаче Q_n буровых насосов. В случае бурения турбобуром с обычной конструкцией нижней опоры через кольцевой зазор в ниппеле проходит часть жидкости, не достигая долота, и поэтому $Q = Q_n - q_n$, т.е. меньше на значение утечек q_n . Утечку можно определить по формуле

$$q_n = \frac{Q}{1 + \frac{\alpha_A f_A}{\alpha_n f_n}},$$

где α_n , f_n — соответственно коэффициент расхода и площадь кольцевого зазора в нижней опоре (ниппеле) турбобура.

При течении воды $\alpha_n = 0,46$ и при течении буровых растворов $\alpha_n = 0,31$.

Потери давления в местных сопротивлениях таких сложных устройств, как гидравлические забойные двигатели, определяются только совокупно для каждого устройства. Для этого следует воспользоваться паспортными характеристиками для турбобуров, винтовых забойных двигателей, колонковых турбодолот различных типов. Поскольку они представляют данные о срабатываемом перепаде давления на оптимальном режиме (т.е. на полезную работу и на местные сопротивления) при промывке водой $p_{за\text{ вг}}$, то для расчета потерь давления при промывке буровыми растворами $p_{за\text{ бр}}$ следует воспользоваться формулой

$$p_{\text{зд бр}} = p_{\text{зд в}} \frac{\rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{в}}} (1 - \text{КПД}),$$

где КПД — коэффициент полезного действия рассматриваемого устройства.

Потери давления в электробуре

$$p = A \rho Q^2, \quad (3.67)$$

где A — коэффициент потерь давления для электробуров; ρ [кг/см²]; ρ [г/см³]; Q [л/с].

Коэффициент потерь давления $\tilde{A}$ для электробуров различных типов следующий:

Тип электробура	Э215-8	Э215-8К	ЭР170-8	ЭР170-4	Ведущая труба с токоприемником
Коэффициент A	0,0102	0,0287	0,032	0,0714	0,00356

Гидравлические потери $p_{\text{но}}$ в различных элементах наземного оборудования (в обвязке) буровой установки рассчитывают по формуле (3.67), где коэффициент потерь давления A определяют по рекомендациям В.И. Мительмана (табл. 3.1).

Бурильные и обсадные трубы, соединяемые в колонны замками и муфтами, характеризуются местными сопротивлениями в зонах соединения, а следовательно, и потерями давления.

Потери давления в замках и муфтах $p_{\text{з(м)}}$ при течении раствора внутри труб учитываются по формуле

Т а б л и ц а 3.1

Коэффициенты потерь давления $\tilde{A}$ для элементов наземной циркуляционной обвязки буровой установки

Стойка		Шланг		Вертлюг		Ведущая труба	
Диаметр, мм	$A_{\text{ст}} \cdot 10^3$	Внутренний диаметр, мм	$A_{\text{ш}} \cdot 10^3$	Диаметр проходного сечения, мм	$A_{\text{в}} \cdot 10^3$	Условный диаметр, мм	$A_{\text{в т}} \cdot 10^3$
89	6,96	38	38,4	32	22,7	63	16,5
114	3,85	50	9,7	50	4,57	89	10,2
147	1,07	63,5	2,9	65	1,1	114	1,8
168	0,40	76	1,2	75	0,9	146	0,9
		80	0,93	80	0,7	168	0,4
		90	0,52	90	0,44		
		102	0,28	102	0,29		

$$p_{з(м)} = \xi_{з(м)} \frac{8}{\pi^2 g} \frac{Q^2 \rho n_{з(м)}}{d_0^4}, \quad (3.68)$$

где $\xi_{з(м)}$ — коэффициент сопротивления замкового (муфтового) соединения в трубах; $n_{з(м)}$ — число замковых (муфтовых) соединений; d_0 — диаметр трубы (внутренний).

Коэффициенты сопротивления

$$\xi_{з(м)} = k \left(\frac{d_0^2}{d_{\min}^2} - 1 \right)^2,$$

где $d_{\min}$ — минимальный диаметр проходного сечения в замковом (муфтовом) соединении; $k = 2 \div 2,5$ (по данным различных авторов).

Потери давления в замках и муфтах $p_{зк}$ при течении раствора в кольцевом пространстве скважины рассчитывают по формуле

$$p_{зк} = \xi_{зк} \frac{8}{\pi^2 g} \frac{Q^2 \rho n_{з(м)}}{D^2 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)}, \quad (3.69)$$

где $\xi_{зк}$ — безразмерный коэффициент местных гидравлических сопротивлений в замках (муфтах) в кольцевом пространстве; D, d — диаметр соответственно скважины и труб (наружный).

Коэффициент $\xi_{зк}$ зависит от обобщенного параметра Re_k^* в кольцевом зазоре и, согласно Б.И. Есьману, может быть рассчитан по формулам

$$\xi_{зк} = \frac{A_k}{Re_k^*} \quad \text{при} \quad Re_k^* < 1100 - 1600;$$

Т а б л и ц а 3.2

Коэффициенты A_k, B_k, C_k для расчета потерь давления в местных гидравлических сопротивлениях в затрубном пространстве (по Б.И. Есьману)

d_3/D	A_k	B_k	C_k
0,75	<u>1125</u> 6375	<u>6,0</u> 7,5	<u>3,8</u> 2,5
0,82	<u>4875</u> 12750	<u>17,3</u> 17,3	<u>6,0</u> 5,4
0,92	<u>51750</u> 80250	<u>137,0</u> 137,0	<u>36,4</u> 42,1

П р и м е ч а н и е. В числителе — для эксцентричного расположения труб в скважине, в знаменателе — для концентричного.

$$\xi_{\text{зк}} = \frac{B_{\text{к}}}{\sqrt{\text{Re}_{\text{к}}^*}} \quad \text{при} \quad (1100 \div 1600) \leq \text{Re}_{\text{к}}^* \leq (4200 \div 6000);$$

$$\xi_{\text{зк}} = \xi_{\text{к}} = \text{const} \quad \text{при} \quad \text{Re}_{\text{к}}^* > 4200 \div 6000.$$

Коэффициенты $A_{\text{к}}$, $B_{\text{к}}$, $C_{\text{к}}$ в этих формулах при концентричном и эксцентричном расположениях труб в скважине (табл. 3.2) зависят от отношения диаметра замка (муфты) трубы d_3 к диаметру скважины D .

Для практических расчетов по формулам (3.68) и (3.69) в табл. 3.3. приведены размеры буровых труб, муфт и замков; в табл. 3.4 — рекомендуемые ВНИИБТ соотношения ди-

Т а б л и ц а 3.3

Размеры буровых труб, муфт и замков для расчета местных гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве

Диаметр буровой трубы, мм		Трубы с высаженными внутрь концами		Трубы с высаженными наружу концами		Наружный диаметр замков к буровым трубам, мм		
наружный	внутренний	Диаметр проходного отверстия, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Диаметр проходного отверстия, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Тип ЗН	Тип ЗШ	Тип ЗУ
60,3	46,2	32	80	46,2	86	80	—	—
	42,3	24		42,3				
73,0	59,0	45	95	59,0	105	95	108	—
	55,0	34		55,0				
	51,0	28		51,0				
89,0	75,0	60	108	75,0	118	108; 113	118	—
	71,0	49		71,0				
	67,0	45		67,0				
101,6	87,6	74	127	—	140	—	133	—
	85,6	70		85,6				
	83,6	66		83,6				
	81,6	62		81,6				
114,3	100,3	82	140	—	152	140	146	146
	98,3	78		98,3				
	96,3	74		96,3				
	94,3	70		94,3				
	92,3	68		92,3				
127,0	113,0	95	152	—	—	—	—	155
	111,0	91						
	109,0	87						
	107,0	83						
139,7	123,7	105	171	123,7	185	172	178	—
	121,7	101		121,7				
	119,7	100		119,7				
	117,7	91		117,7				
168,3	150,3	128	197	—	—	197	203	—
	148,3	124						

Т а б л и ц а 3.4

Рекомендуемые соотношения диаметров бурильных и обсадных колонн

Условный диаметр обсадной колонны, мм	Условный диаметр (в мм) бурильной колонны при бурении		Условный диаметр обсадной колонны, мм	Условный диаметр (в мм) бурильной колонны при бурении	
	забойными двигателями	ротором		забойными двигателями	ротором
114	—	60	245	127; 140; (129; 147)	114; 127
127	—	60	273	140; (147)	127; 140
140	—	73	299	140; (147)	140
146	—	73	324	140; (147)	140
168	—	89	340	140; (147)	140
178	89; 102 (90; 103)	89; 102	377	140; (147)	140
194	102; (103); 114	102; 114	≥ 406	168; (170)	168
219	114; 127; (129)	102; 114			

П р и м е ч а н и е. В скобках указаны диаметры легкосплавных бурильных труб.

аметров бурильных и обсадных колонн, а в табл. 3.5 — допустимые (по рекомендациям ВНИИБТ) области взаимного сочетания долот и обсадных колонн, которые позволяют определить размеры кольцевого пространства скважины при бурении и креплении.

Гидравлический канал при бурении электробуром также имеет местные сопротивления. Для их определения Б.И. Есьман рекомендует следующие (см. табл. 3.5) значения коэффициента A , которые используются при расчетах по формуле

$$p = A\rho Q^2 n, \quad (3.70)$$

где n — число местных сопротивлений одного типоразмера.

Потери давления в элементах обвязки циркуляционной системы при цементировании рассчитывают по формуле (3.70), коэффициенты A для различных элементов приведены в табл. 3.6 (данные В.И. Бондарева).

Следует иметь в виду, что коэффициенты A практически

Т а б л и ц а 3.5

Коэффициенты потерь давления A в трубах для электробурения

Типоразмер трубы для электробурения	В замке КТШЗ×50 ($d_{\text{каб}} = 41,5$ мм)	В замке КТШЭ2×50 ($d_{\text{каб}} = 34$ мм) КРЭП2×50 (40×25)	В кабельном разъеме
Н-140	0,00133	0,000843	0,0002
Н-127	—	0,0048	0,0005
Н-114	—	0,00655	0,0027

Т а б л и ц а 3.6

Коэффициенты потерь давления λ в трубах для элементов оснастки при цементировании (по В.И. Бондареву)

Тип оснастки	Рабочая жидкость	
	Вода	Вязкопластичный буровой раствор
Турбулизатор	0,00022	0,00028
Центратор	0,000185	0,00023
Кран цементной обвязки для труб $d = 50$ мм	0,017	0,017
Обратный клапан ЦКОД с дросселем диаметром, мм:		
10	0,62	1,02
15	0,30	0,32
20	0,13	0,16
24	0,075	0,078
32	0,022	0,023

не изменяются сравнительно с табличными для тех диапазонов режимов течения, с которыми приходится встречаться при промывке и цементировании обсадных колонн при условии, что элементы оснастки не зашламлены глинистой коркой или породой более чем на 30 %.

Расчет потерь давления в обвязке цементировочного оборудования с устьем скважины по зависимостям, разработанным отдельно для гладких участков и местных сопротивлений в коленах, кранах, тройниках и других деталях, не дает желаемой точности. Поэтому для случаев промывки или цементирования скважин через цементировочный манифольд (в две нитки быстроразъемных трубок) рекомендуется использовать экспериментальную зависимость (уравнение регрессии)

$$p_m = 0,08 - 0,12 \cdot 10^{-3} \rho Q^2 + 0,026 \rho Q,$$

где p_m [МПа]; ρ [г/см³]; Q [л/с].

При цементировании с верхней цементировочной пробкой с учетом сопротивлений на ее перемещение в обсадной колонне перепад давления на устье (в манифольде и от пробки) рекомендуется определять по зависимости $p_{mn} = 0,67 + 0,15 \cdot 10^{-2} \rho Q^2 - 0,0128 \rho Q$, где размерности параметров те же, что и в предыдущей формуле.

3.6. ЭЛЕМЕНТЫ ГИДРОМЕХАНИКИ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ

Для установившегося течения двухфазной смеси в трубах и каналах кольцевого сечения, когда одна из

фаз — газ, а вторая — несжимаемая жидкость система уравнений состояния принимает вид:

уравнение движения

$$\frac{dp}{dz} = q[\varphi_1\rho_1 + (1 - \varphi)\rho_2] \pm \frac{\lambda_c}{2d} [\varphi\rho_1 v_1^2 + (1 - \varphi)\rho_2 v_2] - \\ - [\varphi\rho_1 v_1 \frac{dv_1}{dz} + (1 - \varphi)\rho_2 v_2 \frac{dv_2}{dz}] \quad (3.71)$$

(знак плюс — для восходящего потока и минус — для нисходящего, при этом ось z совпадает с направлением силы тяжести);

уравнения сохранения массы

$$F\varphi\rho_1 v_1 = Q_1\rho_1 = m_1 = \text{const}; \quad (3.72)$$

$$F(1 - \varphi)\rho_2 v_2 = Q_2\rho_2 = m_2 = \text{const}; \quad (3.73)$$

термодинамические уравнения состояния

$$p = \bar{z}R\bar{T}\rho_1 g; \quad (3.74)$$

$$\rho_2 = \text{const}; \quad (3.75)$$

уравнение концентраций

$$\varphi = \varphi(\rho_1, \rho_2, v_1, v_2, p, \lambda_c) F_1 / F; \quad (3.76)$$

уравнение для коэффициента гидравлических сопротивлений

$$\lambda_c = \lambda_c(\rho_1, \rho_2, v_1, v_2, p, \varphi). \quad (3.77)$$

В уравнениях (3.71) — (3.77): p — давление; φ — концентрация газовой фазы; ρ_1, ρ_2 — плотность соответственно газа и жидкости; v_1, v_2 — скорости фаз; F, F_1 — площадь сечения соответственно потока и его части, занятой газом; Q_1, Q_2 — расход фаз; $\bar{z}, \bar{T}$ — усредненные значения соответственно коэффициента сверхсжимаемости и температуры по глубине; R — газовая постоянная, $R = 29,27$ Дж/(моль·К).

Использование при решении системы уравнений (3.71) — (3.77) некоторых допущений, приближенных аппроксимаций и экспериментальных данных позволяет получить ряд формул для оценочных расчетов при проектировании технологических процессов.

При бурении с промывкой аэрированным буровым раствором расход воздуха, обеспечивающий витание частиц

шлама при заданной подаче бурового раствора нормальной плотности, выбирают согласно формуле

$$Q_0 = F_k \sqrt{\frac{g d_4 \rho_4 p}{\rho_0 p_0} \left(\frac{0,108 F_k^2 d_4 \rho_4}{Q_2^2 \rho_2 - 0,0785 F_k^2 d_4 \rho_4} - 0,008 \right)}, \quad (3.78)$$

где Q_0 — расход газа при нормальных условиях; F_k — площадь сечения затрубного пространства; d_4 , ρ_4 — соответственно диаметр и плотность частиц шлама; p — давление в рассматриваемом сечении; ρ_0 — плотность воздуха в нормальных условиях; p_0 — давление в нормальных условиях; Q_2 — подача бурового раствора; ρ_2 — плотность бурового раствора.

Графоаналитический метод расчета давлений позволяет вручную вычислить давление в различных сечениях гидравлического канала скважины при промывке и цементировании.

В заколонном пространстве давление в конце любого простого участка (элемента) вычисляют по формуле

$$p = AM + B, \quad (3.79)$$

где M определяется из рис. 3.8 по числу N при $-2 < N < 5$. При $N \geq 5$ используют приближенные решения $M = N - 1gN$, а при $N \leq -2$ — $M = 10^N$.

Для вычисления необходимых величин определяются общие исходные данные: коэффициент аэрации $a = Q_0/Q_2$, массовый коэффициент аэрации $\eta = a \rho_0/\rho_2$; коэффициент

$S_2 = 2,3 a \rho_0$; давление $p^* = \frac{k a p_0}{1,33 - k}$, где $k = \frac{Q_2}{F \sqrt{g d_r}}$, F — пло-

щадь сечения; d_r — диаметр гидравлический; коэффициент

$$n = 1 + \frac{1}{2,2k}.$$

Формулы для расчета коэффициентов A и B в соотношении (3.79) выбирают в зависимости от Z_1 , который вычисляют по формуле

$$Z_1 = \frac{1}{\rho_2 g A_1} \left[p - p' + p_0 \frac{A_1 - B_1}{A_1} \ln \left| \frac{p + p_0 \frac{B_1}{A_1}}{p' + p_0 \frac{B_1}{A_1}} \right| \right], \quad (3.80)$$

где

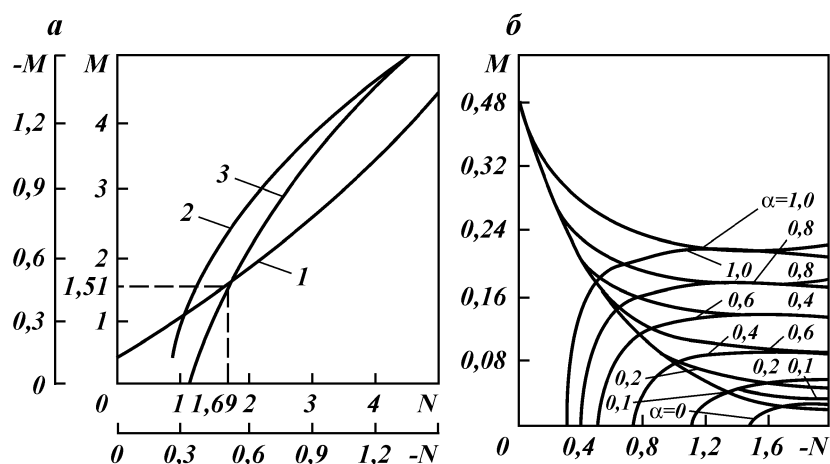


Рис. 3.8. Графики для определения чисел α :

† — для случаев: 1 — $0 < N < 5$ (за БТ, УБТ, турбобуром, в долоте), 2 — $N < 5$ (в турбобуре), 3 — $d > 1$, $M_x < 0$; $-1,5 < N < 0$ (внутри БТ, УБТ); 1, 2 — в положительных координатах; 3 — в отрицательных координатах; · — для случаев: верхнее семейство кривых — $\alpha = 0$ (за УБТ, БТ и турбобуром), $\alpha \leq 1$, $M_x > 0$ (в УБТ и БТ); нижнее семейство кривых — $\alpha \leq 1$, $M_x < 0$ (в УБТ и БТ)

$$A_1 = 1 + 0,81\eta + \frac{\lambda_c}{2} k^2 \frac{\eta + 0,81}{0,81}; \quad (3.81)$$

$$B_1 = 0,19 + \frac{\lambda_c}{2} k^2 \left(1 + \frac{\eta}{\eta + 0,81} \right). \quad (3.82)$$

Известно, что для восходящего потока в трубах и затрубном пространстве $\lambda_c = 0,05$.

При расчетах по формуле (3.80) привязываются к априори известным давлениям для заколонного пространства. Это давление на устье p_y и давление p^* , физический смысл которого в том, что это давление на глубине z_1 . Тогда в формуле (3.80) $p = p^*$, $p' = p_y \approx 10^5$ Па. Далее

$$a) A = (S_2 - 2,3C_1), B = -C_1 \quad \text{для } z_1 > L, \quad (3.83)$$

где

$$C_1 = ap_0 \frac{B_1}{A_1}.$$

Для нахождения числа M определяют

$$N = \frac{g\rho_2 LA_1}{A} + \frac{P_y + C_1}{A} + \lg \frac{P_y + C_1}{A}; \quad (3.84)$$

$$\text{б) } A = S_2 \left(\frac{1}{n} - \frac{B_2}{A_2} \right), B = 0 \text{ для } z_1 < L, \quad (3.85)$$

$$\text{где } A_2 = n + \eta + n^2 m; B_2 = 2mn; m = \frac{\lambda_c}{2} k^2 \frac{\eta^n + 1}{n}.$$

Для нахождения числа M вычисляют

$$n = \frac{\rho z g A_2}{n A} + \frac{p^*}{A} + \lg \frac{p^*}{A}, \quad (3.86)$$

здесь $z = L - z_1$;

$$\text{в) } A = 1; M = p^*, B = 0 \text{ для } z_1 = L. \quad (3.87)$$

Давление на глубине L получается после подстановки A , D и M в (3.79).

Изложенная выше методика расчета давлений рассчитана на случаи, когда диаметры труб и ствола не изменяются по глубине. Если гидравлический канал состоит из нескольких простых участков, расчет ведут по участкам последовательно, начиная от устья. При этом для каждого следующего участка в формуле (3.80) за начальное давление p' принимают вычисленное давление для конца предыдущего участка. Длину L отсчитывают от конца предыдущего участка. Параметры k и p^* также корректируют в соответствии с изменением площади сечения канала.

К решению уравнения (3.79) сводится также расчет перепада на долоте, если известно давление p_3 под долотом (конец последнего участка в затрубном пространстве).

Тогда для давления на входе в долото p_A $A = S_2$, $D = 0$.

Число M определяют по числу N (см. рис. 3.8)

$$N = \frac{\left(\frac{p_0}{p_3} Q_0 + Q_2 \right)^2 (p_2 + ap_0)}{2\mu^2 \Phi^2 S_2} + \frac{p_3}{S_2} + \lg \frac{p_3}{S_2}, \quad (3.88)$$

где μ — коэффициент расхода; Φ — суммарная площадь сечения насадок.

При расчетах можно принять μ равным его значениям для однофазных жидкостей.

Для определения давления перед входом в турбобур p_t по известному давлению на выходе турбобура p_A $A = S_2$; $B = S_2/2,3$.

Для нахождения числа M необходимо вычислить

$$N = \frac{\lg(Q_0 \rho_0 + Q_2 \rho_2) Q_2}{S_2} + \frac{p_A + a p_0}{S_2} - \lg \frac{p_A - a p_0}{S_2},$$

где $\Lambda = \frac{\Delta p_T}{g \rho_2 Q_T^2}$, здесь Δp_T , Q_T — соответственно перепад давления и расход жидкости в турбобуре при оптимальной работе на чистой жидкости плотностью ρ_2 .

Для нисходящего потока в трубах расчет проводят для верхних сечений при известных давлениях p_{BT} в нижних сечениях.

Здесь

$$A = \frac{\bar{z} R \bar{T} \rho_g \cdot 2,3 \eta'}{1 + \alpha}; \quad B = 0,$$

где

$$\eta' = \frac{\eta k}{k - 0,45}; \quad \alpha = \frac{2i}{1 + i};$$

$$i = k_2 \sqrt{\frac{\eta^2 / \eta' + 1}{\eta' + 1}}; \quad k_2 = \sqrt{\frac{\lambda_c}{2k}}.$$

В трубах коэффициент λ_c принимается равным 0,06.

Для определения числа M вычисляют

$$N = M_0 + 0,51 \lg |M_{00}| + 0,5(1 - \alpha)^2 \lg |M_0 + 0,217\alpha(1 - \alpha)| - \\ - \frac{\eta' + 1}{2,3\eta'} (1 - i)^2 \frac{1}{\bar{z} R \bar{T}},$$

где l — длина участка в трубах;

$$M_0 = \frac{\bar{p}_{BT}}{2,37\eta'} (1 - \alpha); \quad M_{00} = M_0 - 0,217\alpha,$$

$$\text{здесь } \bar{p}_{BT} = \frac{p_{BT}}{\bar{z} R \bar{T} \rho_2 g}.$$

Начиная расчет с участка труб, примыкающего к долоту или турбобуру, и подставляя вместо p_{BT} соответствующее подсчитанное давление на входе в долото или турбобур, а затем переходя на следующий участок и используя давление на предыдущем, получаем давление на стояке.

Наличие турбобура в системе требует дополнительной проверки его работоспособности при заданном расходе фаз. Условия проверки имеют вид

$$Q_2 \geq 0,5Q_t; M_p \leq M_{t2} \frac{\Delta p}{\Delta p_t},$$

где Q_t , M_{t2} , Δp_t — справочные данные турбобура (оптимальный расход, тормозной момент, перепад давления) при нормальном режиме работы; Δp — вычисленный перепад давления на турбобуре.

4

БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Горные породы разрушаются долотами различных типов, которые можно классифицировать по следующим признакам.

По принципу действия:

- режуще-скалывающие;
- дробяще-скалывающие;
- режуще-истирающие.

По назначению:

- для сплошного бурения;
- для колонкового бурения;
- для расширения ствола скважины;
- для специальных работ в скважине.

По конструкции рабочего элемента:

- лопастные;
- шарошечные;
- матричные.

По количеству рабочих элементов:

- одноэлементные;
- двухэлементные;
- трехэлементные;
- четыреэлементные;
- шестиэлементные и т.д.

По конструкции промывочных устройств:

- с центральным одним отверстием;
- с периферийными несколькими отверстиями;
- с гидромониторными осесимметричными насадками;
- с асимметричной одной гидромониторной насадкой.

По типу и стойкости вооружения:

- для бурения мягких пород;
- для бурения пород средней твердости;
- для бурения твердых пород;
- для бурения крепких пород.

4.1. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

При бурении скважин наибольшее распространение получили шарошечные долота. Ими ежегодно выполняется более 90 % объема проходки в нашей стране и за рубежом. По принципу действия это дробяще-скалывающие долота.

Наиболее распространен трехшарошечный вариант долота. Конструкция такого долота наилучшим образом вписывается в цилиндрическую форму скважины тремя коническими шарошками, при этом обеспечивается оптимальное центрирование и устойчивость работы долота.

По принципу действия это долота дробяще-скалывающие.

Простейшая конструкция корпусного трехшарошечного долота (в отличие от секционного и бескорпусного) с одним центральным промывочным отверстием показана на рис. 4.1. Долото состоит из следующих основных узлов: литого корпуса 1, лап 2, узла опор, включающего цапфу 3 и подшипники 4–6, шарошек 7 и промывочного узла, в состав которого могут входить сопла 8 и 9, формирующие высоконапорный поток бурового раствора, а также каналы 10 (см. рис. 4.1, б), просверленные в корпусе 1. Верхняя часть 11 корпуса обычно называется присоединительной головкой, так как служит для присоединения долота к низу бурильной колонны. В дан-

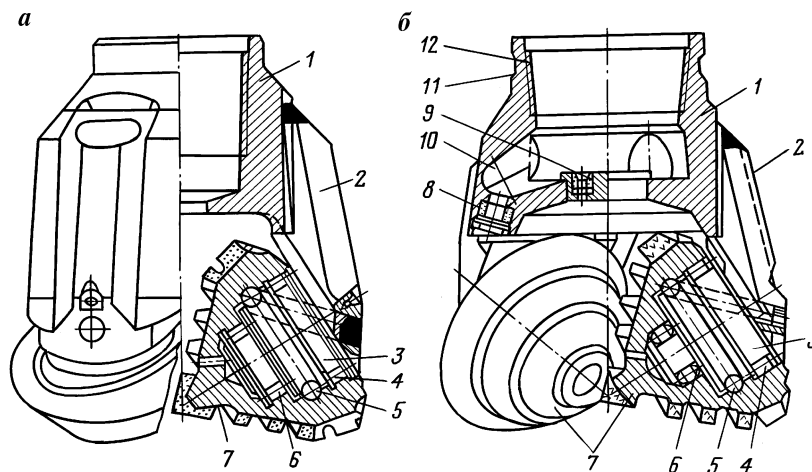


Рис. 4.1. Корпусное шарошечное долото:
— Д394С; · — Д394МГ

ном случае она выполнена в виде внутренней замковой резьбы 12.

На нижней части корпуса обычно предусмотрены пазы, в которые вставляют лапы 2 со смонтированными шарошками. Лапы приваривают к корпусу 1 прочными сварными швами.

Конструкция (см. рис. 4.1) характерна для отечественных долот диаметром 394 мм и более; большинство трехшарошечных долот выполняются секционными.

Секционное трехшарошечное долото (рис. 4.2) собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку 1, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба. Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап 3. На наружной поверхности лап 3 предусмотрены приливы 12, кромки и ребра жесткос-

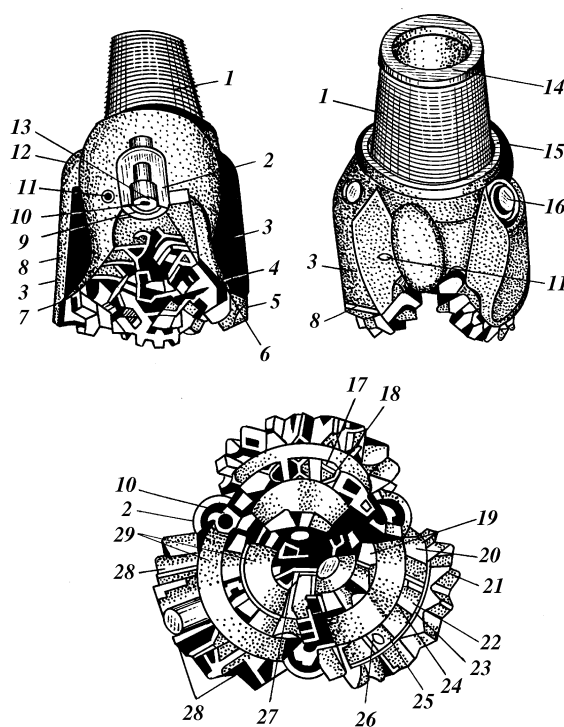


Рис. 4.2. Секционное трехшарошечное долото типа XV

ти, а также округлые полуцилиндрические приливы ("бобышки") 2 под промывочные сопла (насадки) 10.

В СНГ сопла изготавливают обычно из металлокерамического материала. Сопла 10 закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном случае стопорного кольца 9). Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо прилива 2) обеспечивается обычно резиновым уплотнением 13.

Козырек 7 лапы обычно (как и в приведенном случае) защищается антиабразивным покрытием 8, приближенным к торцу 4 шарошки и ее тыльной части 6, называемой часто обратным конусом. На тыльной части 6 шарошки также наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью 5, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой 27.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец 21, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует стенку скважины. Средние 20 и привершинные 19 венцы принято называть основными. Основными конусами шарошек условно именуют конические поверхности, находящиеся не на тыльной, а на передней (основной) стороне шарошки, ближе к вершине; от них начинают построение шарошки. Различают также промежуточные дополнительные конусы, расположенные между основным и обратным конусом в двух- и трехконусных шарошках.

Часть конуса шарошки, расположенная между двумя венцами, называется межвенцовой расточкой 29. Если она выполняется в виде узкого, но значительного углубления между венцовыми поясками, над которыми выступают рабочие породоразрушающие элементы, то в этом случае ее иногда называют также и кольцевой канавкой.

Стальной выфрезированный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом или зубцом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого обычно карбидовольфрамового порошка) — зубцом или штырем 28 (см. рис. 4.2). Углубление между двумя соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обыч-

но выемкой 22. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезировкой.

Нижняя часть 17 зуба — основание, а верхняя 18 — вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием “режущая кромка”.

Поверхность 25 зуба, обращенную к периферии — к периферийному венцу шарошки, принято называть обычно наружной стороной, а поверхность 26, обращенную к вершине, — внутренней стороной зуба. Поверхность 24, обращенная по направлению вращения шарошки, называется набегающей, или передней, гранью (реже — передней стороной или передним крылом зуба), а поверхность 23, направленная в противоположную сторону, — тыльной, или задней, гранью (стороной). Рабочие поверхности стальных зубьев шарошки и других быстроизнашивающихся элементов долота нередко защищаются наплавляемым антиабразивным покрытием.

На верхнем торце присоединительной головки 1 выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки 1, принято называть внутренней полостью 14 долота, а заплечики 15 — упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

На схеме (см. рис. 4.2) видны также крышка 16 компенсатора и предохранительный сбрасывающий обратный клапан 11 автономной герметизированной принудительной системы смазки элементов опоры шарошки.

Внутренние элементы долота показаны на рис. 4.3. Опора шарошки долота обычно состоит из консольной цапфы 2, составляющей единое целое с лапой 15, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника 12. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход 16, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем 18. Эта деталь имеет

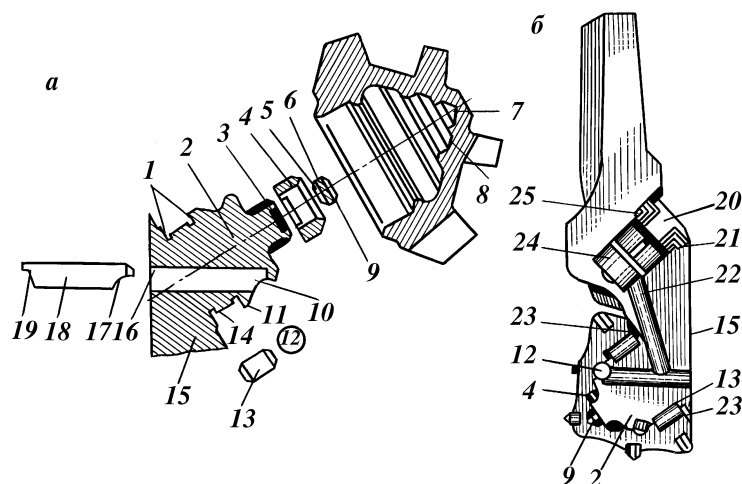


Рис. 4.3. Внутренние элементы шарошечного долота:

† — элементы опоры шарошки; · — секция долота с герметизированной опорой

форму штыря, а выполняет роль пробки, заходящей в проход 16 и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки 10.

В пальце 18 на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез 17, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки 10 замкового подшипника, а на другом — канавка 19 под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его смещению и выпадению.

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих отечественных и зарубежных долот состоит из беговой дорожки 14, роликов 13 и направляющих плоскостей 1. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком 11.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой 4, которая впрессовывается в гнездо 8, высверливаемое в шарошке. Втулку 4 часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) 3 и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник 9

в виде планшайбы с накаткой 6 по боковой поверхности и со шлифованным днищем 5. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо 7, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой 4 или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку 4 и подпятник 9.

В случае если опора долота герметизирована (см. рис. 4.3, ·), в ее состав чаще всего включают также сальниковое уплотнение 23, гибкую диафрагму 21 (являющуюся основной деталью компенсатора 25), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) 24, каналы для смазки 22 и крышку или пробку 20, перекрывающую полость резервуара 24.

В России для бурения нефтяных скважин выпускаются одно-, двух- и трехшарошечные долота.

Одношарошечные долота разработаны в СевКавНИПИ. Все они относятся к одному классу (с твердосплавным вооружением) и одному типу СЗ (по старому обозначению С1) — для средних, преимущественно карбонатных, хрупких пород, таких как доломиты, конгломераты, известняки и др.

По своим конструктивным особенностям они разделяются на модификации (рис. 4.4, #—„). Одношарошечное долото состоит из корпуса с присоединительной головкой, лапы и сферической шарошки. Промывочное устройство в виде сквозного периферического отверстия просверливается в ла-

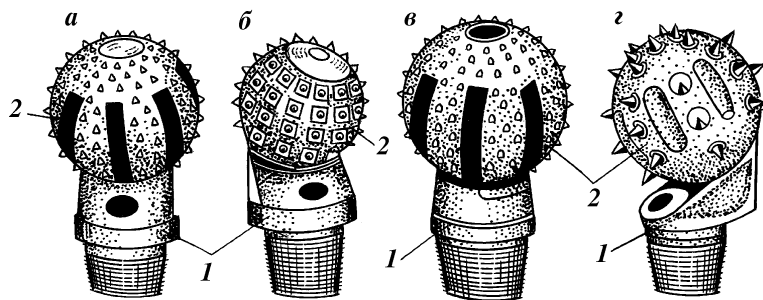


Рис. 4.4. Модификации отечественных одношарошечных долот:

— основная (серийная); · — с кольцевыми расточками на шарошке; , — с нижней промывкой; „ — с коническими зубками; 1 — корпус долота; 2 — шарошка

пе недалеко от основания цапфы, направляющего струю раствора по касательной к поверхности шарошки.

Корпус выполнен с утолщенной консольной лапой, изготовляемой с цапфой, ось которой наклонена под углом 30° к оси долота.

Опора включает два шарикоподшипника, один из которых выполняется замковым, и два подшипника скольжения. В новом долоте основные нагрузки несут шарикоподшипники.

Двухшарошечные долота разрабатывает СКБ Геотехники вместе с Верхнесергинским долотным заводом. Их применяют, главным образом, при бурении геологоразведочных скважин.

Современные модели двухшарошечных долот можно разделить на два класса, четыре типа и несколько модификаций, отличающихся одна от другой по схеме и конструкции промывочного узла либо опоры шарошек.

Долота первого класса изготавливают двух типов — М и С.

Двухшарошечные долота типа М предназначены для бурения скважин сплошным забоем и в слабых, наиболее мягких и вязких нецементированных породах, таких как суглинки, слабые глины и мергели. Эти долота изготавливают трех размеров: В112МГ, В132МГ и В151МГ.

Долото В112МГ выполняется двухсекционным (рис. 4.5, ‡).

Секции (см. рис. 4.2 и 4.3, ·) сопрягаются плоскостями на фиксирующих штифтах и свариваются сварным швом. Угол наклона цапф к оси долота — $57^\circ 30'$. Опора каждой шарошки выполнена по схеме ШШР, т.е. подшипник скольжения — шарикоподшипник (замковый) — роликовый подшипник. Шарошки — самоочищающиеся со смещением их осей относительно оси долота на 3 мм.

Фрезерованные зубья шарошек — крупные, заостренные, защищенные твердосплавной наплавкой. Такое вооружение обеспечивает наиболее высокую эффективность в очень мягких и вязких породах. Промывка — боковая. Промывочные каналы иногда оснащают металлокерамическими соплами, направляющими струи жидкости в зазоры между шарошками.

Долото В132МГ состоит из двух сварных секций. Оси цапф и шарошек наклонены под углом $57^\circ 30'$ к оси долота. Опора шарошки выполнена по схеме ШШР. Один из шариковых подшипников (большой) — замковый. Шарошки — самоочищающиеся, оснащены крупными фрезерованными зубьями. Рабочие поверхности зубьев армированы зернистой

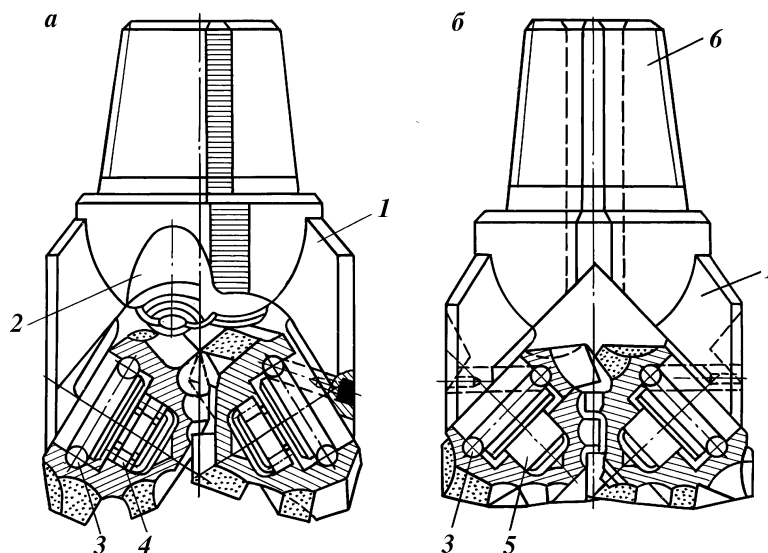


Рис. 4.5. Двухшарошечные долота:
 # — В112МГ; · — 2В93С; 1 — секция герметизированной опоры долота; 2, 6 — боковые и центральное промывочные отверстия; 3, 4, 5 — подшипники шариковый, роликовый и скольжения соответственно

твердосплавной наплавкой (релит ТЗ), а угол заострения зубьев изменяется в диапазоне $48^{\circ}36' - 51^{\circ}50'$. Промывочное устройство — боковое, со струйными соплами.

Примерно такой же конструкцией характеризуется долото В151МГ, но у него смещение осей шарошек относительно оси долота составляет 5 мм, а заострение зубьев $45 - 49^{\circ}$.

К типу С относятся долота 2В93С и 2В112СМ, предназначенные для бурения скважин в средних породах, таких как известняки, аргиллиты, алевролиты, уплотненные глины, мергели. Долото 2В93С (рис. 4.5, ·) состоит из двух сварных секций, плоскость прилегания которых расположена симметрично относительно шарошек. Оси цапф шарошек наклонены под углом $47^{\circ}30'$ к оси долота. Шарошки — самоочищающиеся. Опора шарошки состоит из двух подшипников скольжения и одного шарикового (замкового) подшипника. Вооружение шарошек представлено выфрезерованными стальными зубьями, армированными релитом. Высота и шаг зубьев — средние, несколько меньше, чем у долот типа М. Промывка забоя — центральная, через одно отверстие круглого сечения.

Долото 2В112С по опоре шарошки аналогично долоту В112МГ, а по вооружению и промывочному устройству — долоту 2В93С. Однако у долота 2В112С угол наклона цапф к оси долота составляет 50° .

Двухшарошечные долота второго класса, т.е. со вставным твердосплавным (штыревым) вооружением, выпускают типа К. Они предназначены для бурения скважин в крепких и абразивных породах. Долота указанного типа выпускают диаметрами 59, 76, 93 и 112 мм под шифрами 2Ш59К, В76К, 4В93К и Ш112К соответственно. Долота В76К, 4В93К и Ш112К отличаются от долота 2Ш59К в основном размерами своих элементов.

Трехшарошечные долота можно разделить на шесть серий: 1АН (рис. 4.6, ∇); 2АН или ГНУ (рис. 4.6, $\cdot$); 1АВ (рис. 4.6, $\circ$); опытную 2АВ; 3АН (ГАУ); долота в конструктивном и качественном отношении, соответствующие отраслевой нормали ОН-26-02-128—69 и отличающиеся от остальных целыми (без десятых долей миллиметра) числовыми значениями номинального диаметра в их шифре, например, В97С, В118Т, Д394МГ (см. рис. 4.1, $\cdot$) и др.

Долота каждой из перечисленных серий могут быть любого класса (т.е. со стальным фрезерованным, штыревым или комбинированным вооружением шарошек), любого типа и любой модификации. Различия проявляются в технологии их изготовления, а также в конструкции опоры и их элементов и частично в размерах долот.

Долота серии 1АН (см. рис.4.6,а) предназначены пре-

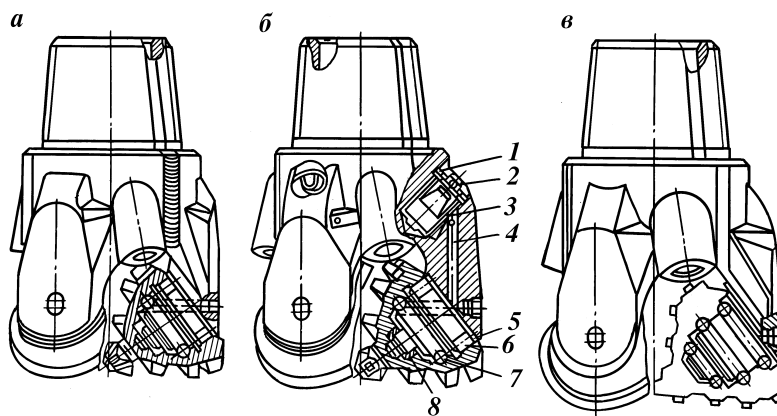


Рис. 4.6. Трехшарошечные долота

имущественно для низкооборотного (на что указывает литера Н в обозначении серии) способа бурения. Их применяют при роторном бурении с винтовым или другим забойным двигателем, вращающим долото с относительно невысокой частотой вращения (до 350 об/мин). Долота данной серии характеризуются повышенной точностью изготовления (литера А в обозначении серии), удлиненной присоединительной резьбой, а также открытой, не защищенной от шлама негерметизированной опорой, выполненной по схеме РШС (точнее, большой роликоподшипник — замковый шарикоподшипник — узел скольжения, состоящий из радиального и торцового фрикционных подшипников). Первые долота серии 1АН были разработаны во ВНИИБТ.

Долота серии 2АН предназначены для низкооборотного (40–250 об/мин) способа бурения. Их опора, как и у долот серии 1АН, выполнена по схеме РШС. Отличие заключается в том, что эта опора изготовлена герметизированной и включает устройства для принудительной подачи смазки к трущимся элементам в процессе бурения. С этой целью в спинке лапы каждой секции долота высверливают карман 1 (см. рис. 4.6, ·), служащий резервуаром-лубрикатором и перекрываемый крышкой 2 после заполнения его смазкой и установки в него эластичного компенсатора 3. Под давлением бурового раствора, проникающего в компенсатор через боковое отверстие в крышке 2, смазка проталкивается к смазочному каналу 4 к подшипникам 6–8. Утечке смазки из полости шарошки препятствует сальниковое уплотнение 5, которое перекрывает зазор между шарошкой и цапфой.

Главная особенность этих долот заключается в том, что их изготавливают с опорой, состоящей только из подшипников качения. Опора может быть выполнена по схеме ШШШШ (см. рис. 4.6, ·), РШР и ШШР (в основном в долотах диаметром до 190 мм); опора негерметизированная.

Отечественной промышленностью выпускаются трехшарошечные долота трех классов, 13 типов, нескольких десятков модификаций, 26 размеров, более 150 (включая опытные) моделей.

Наименьшее число типов, модификаций и моделей приходится на малые (диаметром 76–151 мм) и большие (диаметром 346–490 мм, особенно 445 и 490 мм) размеры.

В наиболее широком ассортименте (по числу серий, классов, типов, модификаций и моделей) изготавливают долота диаметром 190 (190,5) мм и особенно 214 (215,9) мм. Это объяс-

няется наибольшим объемом проходки для указанных диаметров ствола скважины и многообразием свойств пород, встречающихся при бурении таких стволов.

В табл. 4.1 показана динамика изменения значений и общего числа размеров шарошечных долот в течение ряда лет по период действия устанавливаемых эти значения документов (отраслевых норм и ГОСТов). Размерный ряд долот с 1975 по 1984 гг. существенно изменился. За это время было введено много новых размеров, в основном соответствующих международному стандарту.

Сопла выполняют двух модификаций: НД (рис. 4.7, $\#$) и НКВ (рис. 4.7, $\cdot$). Сопло НД выполняется укороченным с относительно крутым сужением внутреннего радиального профиля проходного канала, характеризующимся радиусом кривизны R . Значения этого и других параметров (см. рис. 4.7) зависят от номера (размера) сопла:

Номер сопла.....	1	2	3	4	5	6	7	8
d_1 , мм.....	16	15	14	13	12	11	10	11
R_1 , мм.....	52,5	45,48	40,3	36,28	30,12	30,59	28,53	26,99
h_1 , мм.....	15,31	15,71	16,01	16,28	16,38	16,51	16,72	16,78

Большинство долот с опорой качения в настоящее время выпускается в соответствии с ГОСТ 20692—75 серии 1АВ (см. рис. 4.6, $\cdot$). В этом случае они обозначаются литерой В, стоящей в конце шифра.

К первому классу относятся пять типов со стальным выфрезерованным вооружением: М, МС, С, СТ и Т. Наименование типа совпадает с первой буквой в шифре после цифрового обозначения диаметра, характеризующей основное свойство пород.

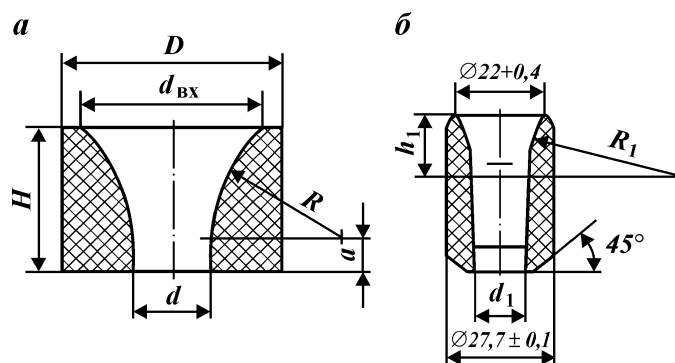


Рис. 4.7. Сопла ("насадки") для шарошечных долот марок НД ($\#$) и НКВ ($\cdot$)

Таблица 4.1

Размеры шарошечных долот по их номинальному диаметру (мм)

Годы			
1975—1976	1977—1980	1981	1982—1984
46	46	46	46
59	59	59	59
76	76	76	76
93	93	93	93
97	98,4	97	97
98,3	108	98,4	98,4
108	112	112	112
112	120,6	118	118
118	132	120,6	120,6
120	139,7	132	132
132	42,9	139,7	139,7
139,7	146	146	146,1
140	149,2	151	151
142,9	151	161	163
145	158,7	165,1	165,1
146	165,1	171,4	171,4
149,2	171,4	187,3	187,3
151	187,3	190,5	190,5
158,7	196	200	200
161	200	212,7	212,7
165,1	212,7	215	215,9
171,4	215,9	222,3	222,3
187,2	222,3	242,9	242,9
190	228,6	244,5	244,5
190,5	244,5	250,8	250,8
196,9	250,8	269,9	269,9
200	260,9	295,3	295,3
212,7	295,3	304,8	304,8
214	311,1	311,1	311,1
215,9	320	320	320
222,3	349,2	379,5	349,2
228,6	374,5	374,6	374,6
243	381	393,7	393,7
244,5	393,7	444,5	444,5
250,8	444,5	490	490
269	469,9	508	508
269,9	490		
295,0	508		
295,3			
311,1			
520			
346			
349,2			
374,6			
381			
393			
394			
444,5			
445			
469,9			
490			
508			

Долота типа М предназначены для бурения скважин в мягких и вязких породах, характеризующихся низким сопротивлением сжатию и раздавливанию (пески, рыхлые глины, суглинки, супеси, мерзлые глинистые грунты, лед и т.п.).

Долота типа МС используют для бурения скважины в среднемягких неплотных породах, занимающих по своим механическим свойствам промежуточное положение между мягкими и средними породами, или для бурения скважин в мягких породах, чередующимися пропластками средних пород (не очень плотные глины, мел, каменные соли, гипс, слабые известняки и др.).

Долота типа С предназначены для разбуривания пород средней крепости (аргиллиты, плотные глины, алевролиты, слабые мергели и др.).

Долота типа СТ применяют для бурения в породах, занимающих по свойствам промежуточное положение между средними и твердыми, а также для разбуривания средних пород, перемежающихся твердыми пропластками (плотные мергели, неплотные алевролиты с глинистым поровым цементом, песчаники, пористые, органогенные известняки, различные ангидриты, вязкие сланцы и др.).

Долота типа Т предназначены для бурения скважин в твердых, плотных и трещиноватых породах (плотные алевролиты, глинистые сланцы, доломиты, конгломераты твердых и иных формаций, различные песчаники и др.).

Ко второму классу относятся долота шести типов со вставным твердосплавным или штыревым вооружением: МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К и ОК.

Литера З в обозначении типов МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, а также МСЗ следующего класса указывает на то, что вооружение шарошек долот данных типов представлено твердосплавными зубьями с заостренной клиновидной головкой.

Долота типа МЗ спроектированы для бурения скважин в мягких абразивных породах (рыхлые и слабые песчаники, песчаные глины, а также в различных по составу неплотных формациях, перемежающихся прослойками слабосцементированных песчаников и алевролитов).

Долота типа СЗ предназначены для бурения средних абразивных пород (песчаники средней плотности, плотные песчаные породы, алевролиты абразивные и др.). Однако эти долота можно применять и при разбуривании обычных мягких, среднемягких, средних и перемежающихся пород.

Долота типа ТЗ предназначены для бурения среднетвердых

и твердых абразивных пород (плотные песчаники, песчанистые доломиты, слабокварцованные известняки и алевролиты и др.). Эти долота можно применять и при разбурировании средних пород, перемежающихся более твердыми.

Долота типа ТКЗ спроектированы для бурения твердых абразивных пород (плотные песчаники, доломиты, слабокварцованные известняки и доломиты, кремнистые сланцы и др.). Их можно применять и для разбурирования твердых пород, перемежающихся прослойками крепких.

Долота типа К предназначены для бурения скважин в крепких абразивных породах (граниты, диабазы, окварцованные доломиты, порфириты, пириты, очень крепкие песчаники и др.).

Долота типа ОК внешне мало отличаются от долот типа К. Они предназначены для бурения скважин в очень крепких и очень абразивных породах (кварциты, сливной кварц, джеспилиты, такониты, кремнь, крепкие порфириты и др.). Эти долота применяют главным образом в горнорудной промышленности. Они оснащены самым мощным твердосплавным вооружением, оказывающим дробяще-скалывающее воздействие на породы забоя.

Долота типа МСЗ разработаны для бурения мягкосредних абразивных пород (слабосцементированные песчаники, песчанистые мергели, полуабразивные песчано-глинистые моренные отложения, нетвердые карбонатные породы, перемежающиеся с прослойками песчаников и алевролитов и т.п.). Эти долота могут разбуривать также неабразивные мягкие, средние и среднемягкие формации (супеси, суглинки, мел, глины, аргиллиты, известняки и др.).

Долота типа ТК предназначены для бурения твердых пород (конгломераты, очень плотные глины, твердые известняки, доломиты, глинистые сланцы и т.п.). Этими долотами также можно разбуривать средние, твердые и трещиноватые породы.

4.2. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

В отличие от шарошечных лопастные долота просты по конструкции и технологии изготовления.

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и несцементированных породах. В таких породах проходки этими долотами за рейс достигают нескольких сотен метров, а в некоторых случаях даже

1500—2000 м. Но при этом в связи с неизбежной для таких больших интервалов глубин перемежаемостью пород (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки скважины перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными долотами.

Бурение лопастным долотом нередко сопряжено с опасностью значительного искривления ствола скважины, особенно если оно производится без применения центраторов, стабилизаторов и калибраторов. Это объясняется малой площадью контакта долота с забоем по сравнению с общей площадью поперечного сечения скважин, необходимостью передачи через него значительной осевой нагрузки, высокого крутящего момента, большой энергии, а также особенностями конструкции лопастного устройства.

Одна из наиболее простых конструкций лопастного долота показана на рис. 4.8. В состав лопастного долота входят

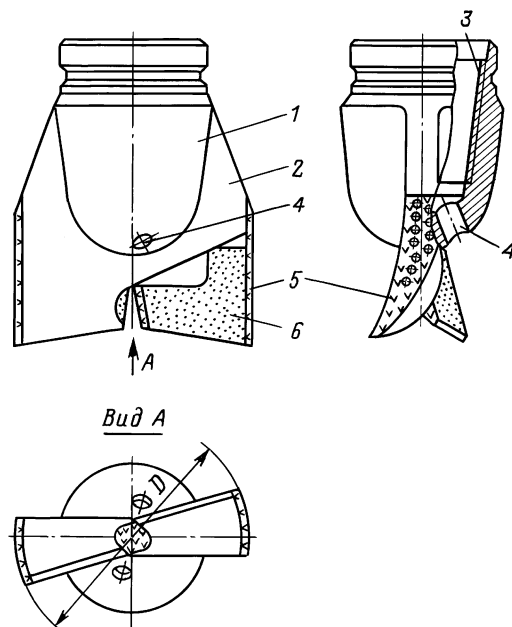


Рис. 4.8. Двухлопастное долото

корпус 1 и лопасти 2. В верхней части корпуса нарезается присоединительная резьба 3 (в данном случае внутренняя муфтовая), а в нижней — просверливаются основные промывочные отверстия 4 без сопел для подачи бурового раствора на забой.

Боковые калибрующие и другие рабочие поверхности лопастей обычно покрывают релитом 5 или чугуном 6.

Более сложная конструкция лопастного долота показана на рис. 4.9. В состав этого долота, кроме корпуса 1 и лопастей 2, входят сопло 7, уплотнительные кольца 3 для герметизации промывочного узла и зазора между соплом 7 и гнездом в корпусе долота, байонетная шайба 5 для удержания сопла,

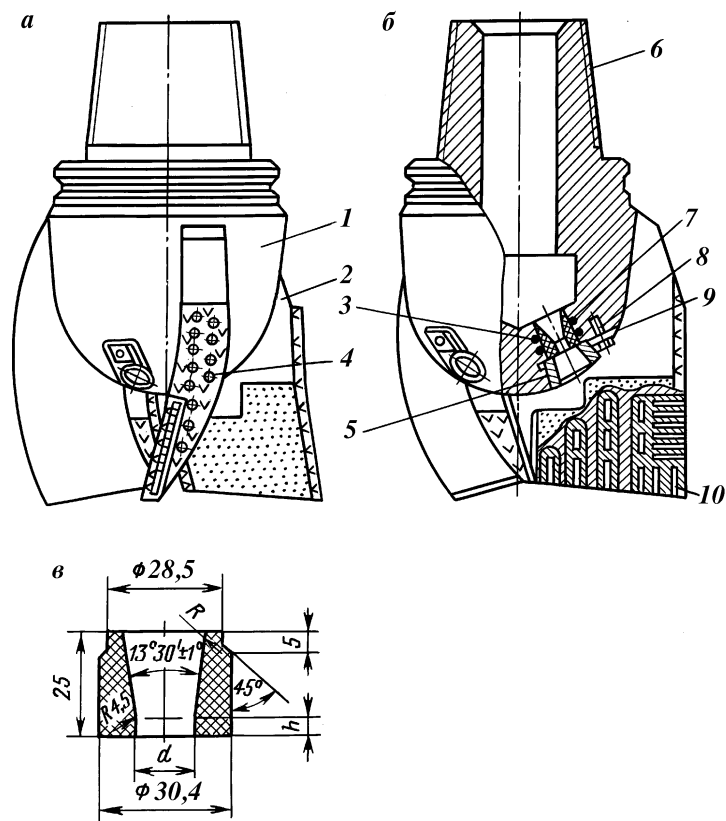


Рис. 4.9. Трехлопастное долото:
#, · — типа MC; , — сопло

болт 8 со стопорной шайбой 9 для крепления байонетной шайбы, запрессованные почти вровень с поверхностью лопасти твердосплавные вставки (штыри) 4 и пластины 10.

Присоединительная резьба 6 на верхней части корпуса 1 выполняется наружной, ниппельной на такой же конической присоединительной головке, как и у шарошечных долот.

Отечественные лопастные долота выпускаются следующих пяти разновидностей: 2Л — двухлопастные (см. рис. 4.8), 3Л — трехлопастные (см. рис. 4.9, а, в), ЗИР — трехлопастные истирающе-режущие (рис. 4.10), 6ИР — шестилопастные истирающе-режущие (рис. 4.11), П — пикообразные однолопастные (рис. 4.12).

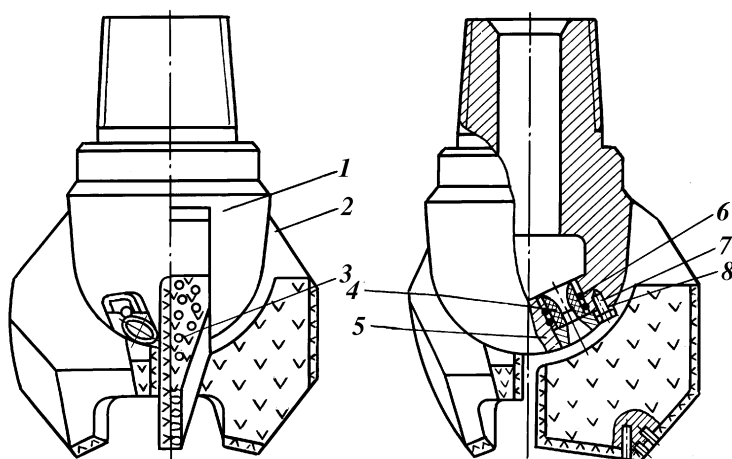


Рис. 4.10. Долото ЗИР:

1 — корпус; 2 — лопасти; 3 — твердосплавные штыри; 4 — сопло; 5, 8 — байонетная и стопорная шайбы; 6 — уплотнительное кольцо; 7 — болт



Рис. 4.11. Долото 6ИР

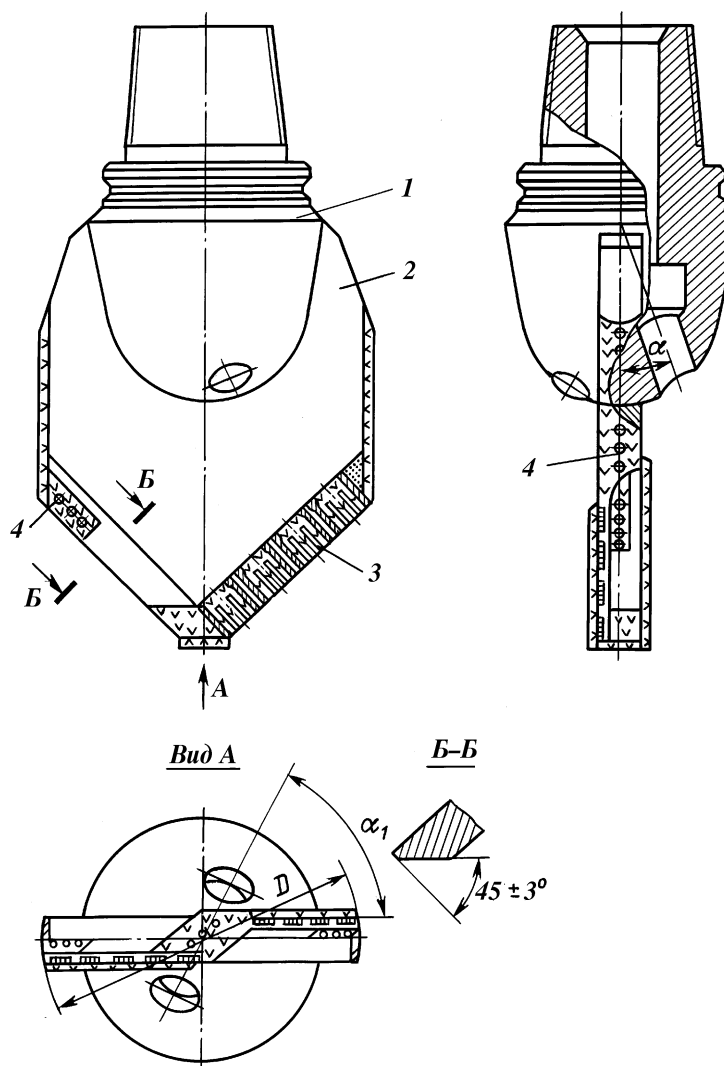


Рис. 4.12. Пикообразное долото типа Р:
1 — корпус; 2 — лопасть; 3 — пластины; 4 — твердосплавные штыри

Лопастные долота делятся на типы в соответствии с их назначением.

В настоящее время лопастные долота первых четырех указанных разновидностей принято относить к одному из четы-

рех типов: М, МС, МСЗ или С. При этом долота разновидностей 2Л и 3Л разделяются на два типа: М — для бурения мягких пород (супеси, суглинки, несвязные грунты и т.п.); МС — для разбуривания среднемягких пород (мел, рыхлый мергель, глины, слабый известняк).

Долота разновидности ЗИР, согласно их назначению, относят к типу МСЗ (для бурения абразивных среднемягких пород — слабосцементированные песчаники, песчанистые глины, алевролиты), а разновидности БИР — к типу М (для бурения средних пород — аргиллиты, глинистые сланцы, гипсы).

Пикообразные долота изготавливают двух типов: Ц — для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн, Р (см. рис. 4.12) — для расширения ствола скважины.

В настоящее время выпускают лопастные долота диаметром от 76 до 445 мм.

Рассмотрим номенклатуру лопастных долот каждой разновидности. Долота разновидности 2Л, т.е. двухлопастные (см. рис. 4.8), выпускаются двух типов — М и МС.

Долота типа М характеризуются армированием нижних режущих кромок лопастей релитом с последующим покрытием всей передней (по ходу вращения долота) поверхности (грани) каждой лопасти специальным чугуном. Боковая калибрующая поверхность лопасти армируется твердосплавными штырями с последующей наплавкой релитом. Внутренние поверхности лопастей в центральной части долота также наплавляют релитом.

Двухлопастные долота обоих типов изготавливают только одной модификации — цельноковаными и лишь с обычной (неструйной) промывкой, без сопел (с двумя цилиндрическими промывочными отверстиями). Оси промывочных отверстий отклоняются от продольной оси долота под углом 15 и 20° в долотах диаметрами соответственно 76—132 и 140—161 мм. В поперечном (горизонтальном) сечении их проекции наклонены к оси симметрии под углом 60°.

Указанные долота выпускают следующих моделей: 2Л76М, 2Л76МС, 2Л93М, 2Л93МС, 2Л97М, 2Л97МС, 2Л112М, 2Л112МС, 2Л118М, 2Л118МС, 2Л132М, 2Л132МС, 2Л140М, 2Л140МС, 2Л151М, 2Л151МС, 2Л161М и 2Л161МС.

В приведенных цифрах сочетание 2Л обозначает разновидность долота (двухлопастное), далее цифрами обозначен номинальный диаметр в миллиметрах (например, 76, 93 и т.д.) и в конце шифра буквами М и МС указан тип долота.

ОСТ 26-02-1282–75 предусматривает изготовление двухлопастных долот типов М и МС 14 малых размеров — диаметром от 76 до 165,1 мм. Долота разновидности 3Л (трехлопастные) так же, как и двухлопастные, выпускают двух типов — М и МС. Особенности долот каждого из этих типов такие же, как и у долот разновидности 2Л, т.е. режущие кромки лопастей у долота типа М армированы релитом, а у долота типа МС — твердосплавными пластинами.

Долота обоих типов изготавливают только сварной модификации, т.е. с приваренными к корпусу лопастями. По конструкции промывочного устройства они могут быть выполнены с соплами (струйными или гидромониторными), либо без сопел.

Долота разновидности ЗИР (см. рис. 4.10) изготавливают только типа МСЗ — для мягких и среднемягких абразивных пород. Они имеют такое же количество лопастей, как долота 3Л, однако формы их выполнения и армирования существенно различаются.

Долота разновидностей 6ИР (см. рис. 4.11) выпускают только типа С — для бурения средних пород. Эти долота в отличие от предыдущих оснащены, помимо трех основных, тремя укороченными боковыми лопастями, армированными твердосплавными штырями и релитом примерно таким же образом, как и основные лопасти. Главное назначение этих лопастей — усиление калибрующей способности долота, что обеспечивается большим количеством штырей на боковых поверхностях основных лопастей. При сопоставлении долот (см. рис. 4.10 и 4.11) можно заметить, что форма выполнения основных лопастей у долота 6ИР несколько иная, чем у долота ЗИР. Так, сужение лопастей от периферии к оси долота и выполнение тыльной поверхности выражено более четко у долот 6ИР, чем у долот ЗИР.

Долота пикообразные, или однолопастные, часто называют долотами специального назначения, так как в отличие от других они разбуривают не забой скважины, а главным образом цементные пробки и металлические детали низа обсадных труб (тип Ц) или стенки скважины при расширении ее ствола (тип Р).

Долота обоих типов выполняются с круглым корпусом 1 (см. рис. 4.12) и заостренной (под углом около $90^\circ \pm 1^\circ 45'$) пикообразной лопастью 2. Рабочая кромка лопасти скошена под углом 45° и армирована с набегающей стороны релитом и твердосплавными пластинами 3. Сверху наносят защитное

чугунное покрытие. Тыльную сторону рабочей кромки согласно ТУ 26-02-675—75 также покрывают чугуном.

Долота типа Р отличаются от долот типа Ц армированием боковых калибрующих поверхностей лопасти твердосплавными штырями 4 и релитом (см. рис. 4.12). Эти поверхности являются рабочими, разрушающими и калибрующими стенки скважины.

Долота типа Ц выпускают в соответствии с ТУ 26-02-675—75 следующих моделей: ПЦ97, ПЦ112, ПЦ118, ПЦ140, ПЦ151, ПЦ161, ПЦ190, ПЦ295,3 (ПЦ295), ПЦ320, ПЦ370 и ПЦ444,5 (ПЦ445).

Изготавливают следующие модели долота типа Р — ПР118, ПР132, ПР140, ПР151, ПР161, ПР190, ПР295,3 (ПР295), ПР320, ПР370 и ПР445,5 (ПР445).

4.3. ФРЕЗЕРНЫЕ ДОЛОТА

Фрезерные долота характеризуются еще более простой конструкцией, чем лопастные.

Долото состоит из удлинённого монолитного корпуса, составляющих с этим корпусом единое целое рабочих органов, армированных твердым сплавом, и простейшего промывочного устройства. Во многих современных конструкциях рабочие органы отсутствуют и роль породоразрушающих элементов выполняют не режущие кромки рабочих органов, а твердосплавные штыри, запрессованные в торец фрезерного долота. Промывочным устройством могут служить один или несколько каналов в корпусе долота.

Эти долота могут быть использованы не только для бурения скважины в присутствии металлического и твердосплавного скрапа, но и для разбуривания оставшихся на забое шарошек и других металлических предметов, бетонных и иных пробок. Эта функция фрезерных долот привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности — фрезеров.

В процессе выполнения основной функции бурового долота — бурения массива горных пород на забое скважины — наряду с высокой стойкостью и прочностью фрезерных долот по сравнению с шарошечными и некоторыми преимуществами (например, хорошая сопротивляемость, износ по диаметру при требуемом армировании боковой поверхности, большая устойчивость, прочность и др.) перед лопастными выявились существенные недостатки фрезер-

ных долот (низкая механическая скорость проходки, низкая проходка на долото в твердых и крепких породах, непригодность для бурения глин и других вязких и пластичных пород).

4.4. ДОЛОТА ИСМ

Долота ИСМ отличаются от фрезерных, лопастных и алмазных, главным образом, тем, что их породоразрушающие (рабочие) элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Рабочие элементы (вставки из славутича) крепят к стальному корпусу долота своей посадочной (цилиндрической) частью (хвостовиком) методом пайки. Форму рабочей поверхности вставок, марку славутича, его содержание (объем в кубических сантиметрах) в инструменте и число вставок выбирают в зависимости от типа долота, т.е. в соответствии с физико-механическими свойствами буримых пород.

В зависимости от размера и конструкции долота ИСМ могут быть выполнены цельноковаными с последующим фрезерованием лопастей либо с праваренными лопастями.

Долота ИСМ по сравнению с фрезерными и лопастными обладают более высокой износостойкостью, а по сравнению с долотами, оснащенными природными алмазами, — меньшей стоимостью и поршневанием, лучшей проходимостью по стволу скважины и защитой их породоразрушающих элементов, поэтому они реже выходят из строя при недостаточно тщательной подготовке ствола и забоя перед их спуском в скважину.

Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия (режущие), торцовые (зарезные) и истирающие. Первые весьма похожи на лопастные, вторые — на фрезерные, а третьи — на алмазные.

Режущие долота ИСМ предназначены для бурения глубоких скважины в мягких и средних пластичных породах. Долото ИСМ (рис. 4.13) по внешнему виду и конструкции похоже на долото 6ИР (см. рис. 4.11), но отличается от него формой рабочей части лопастей, способом их закрепления на корпусе долота и расположением дополнительных лопастей. У долота ИСМ (первая модификация) основные лопасти 1, 2 и 3 (см. рис. 4.13) сходятся вместе по общей оси долота и привариваются к составному корпусу 4 в специальных пазах. Дополнительные (стабилизирующие) лопасти 5 перед

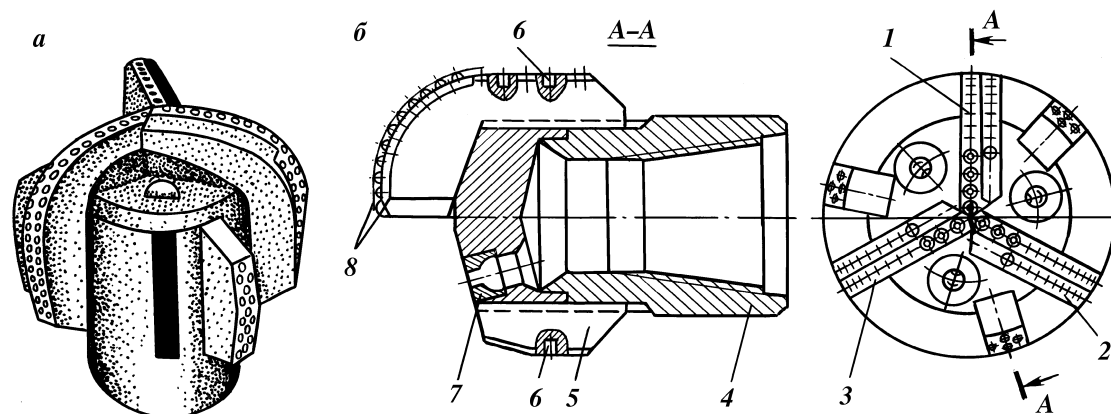


Рис. 4.13. Режущее долото ИСМ первой модификации:
 а-Аез со0Аā, б - с со0āā ā u

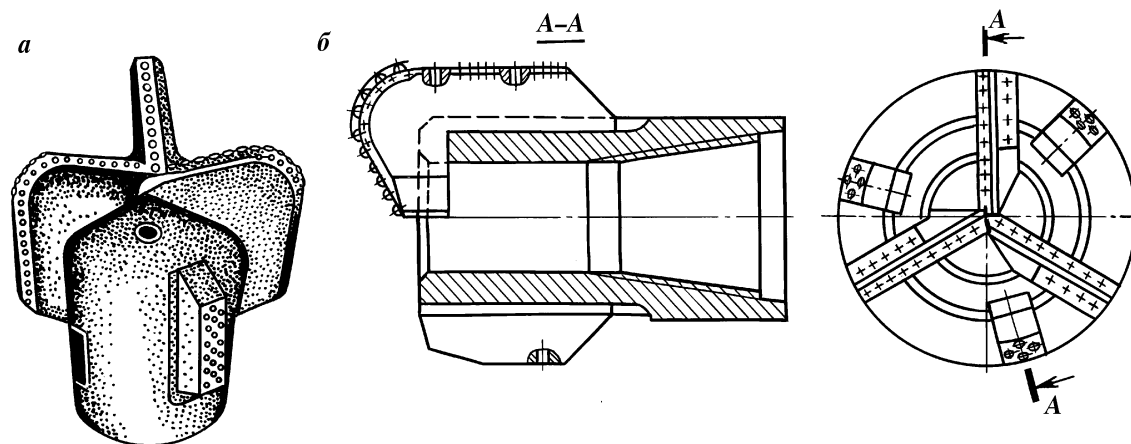


Рис. 4.14. Режущее долото ИСМ второй модификации с узкими (÷) и широким (·) промывочными отверстиями

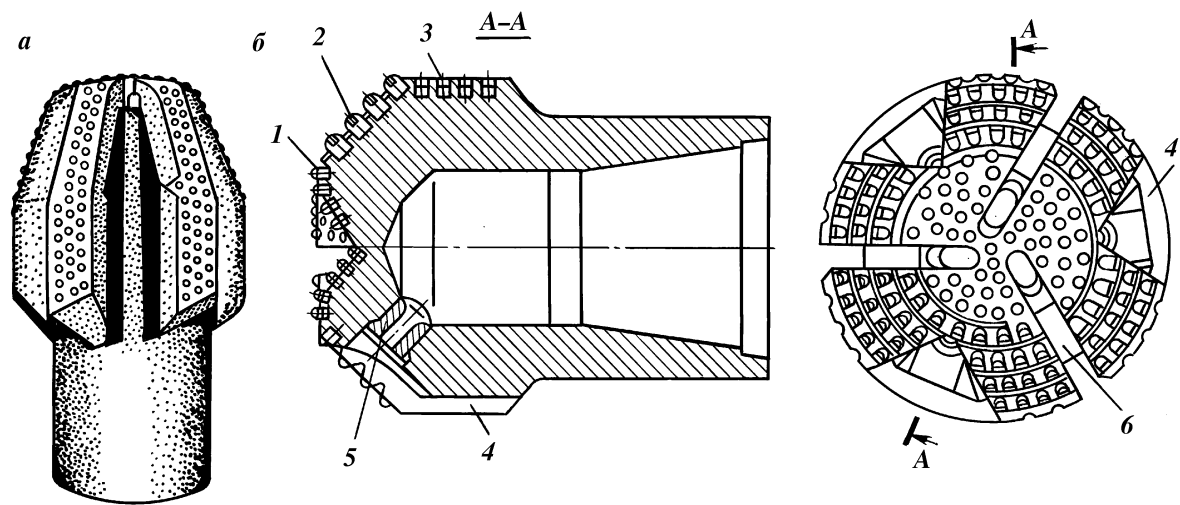


Рис. 4.16. Истирающие долота

приваркой также заводят в специальные пазы, вырезанные на боковой поверхности корпуса асимметрично относительно основных лопастей.

Дополнительные лопасти выполняются укороченными, характеризуются трапециевидным профилем и армируются по рабочим боковым поверхностям твердосплавными штырями 6 (с плоской рабочей головкой, не выступающей за поверхность лопасти), которые запрессовываются и по боковым поверхностям основных лопастей. Поэтому дополнительные лопасти не только обеспечивают стабилизацию и уравнивание долота в стволе скважины, но и способствуют росту общей калибрующей поверхности долота по диаметру.

Вставки 8, оснащенные славутичем, выполняют с цилиндрической боковой поверхностью и полусферической (для торца основной лопасти) и плоской (для калибрующей поверхности лопасти) рабочими головками. Сопла 7 изготавливают из твердого сплава.

Сопла и струйный промывочный узел в целом рассчитаны на истечение бурового раствора со скоростью 90–120 м/с.

Выполнение промывочного устройства (узла) долота второй модификации показано на рис. 4.14. Оно отличается одним широким центральным промывочным отверстием, разделенным лопастями на три сектора.

Струйная модификация по промывке отличается от первой соплами, которые смонтированы и закреплены (с помощью пайки) в боковых каналах, просверленных в корпусе долота (см. рис. 4.13, ·).

Долота первой и второй модификаций по промывке применяют, главным образом, при турбинном бурении, а третьей — при роторном способе бурения.

Долота с обычной ("свободной") промывкой (преимущественно вторая модификация по промывке) выпускаются девяти размеров по диаметрам 188–392 мм, а долота третьей модификации — двух размеров по диаметрам 212 и 267 мм. Выпуск долот первой модификации (с центральным осевым широким отверстием) в последнее время ограничен.

Пример обозначения режущего долота: ИСМ188-РГ-10, где ИСМ — вид долота, 188 — номинальный диаметр по калибрующей части в мм, Р — разновидность долота (режущее), Г — модификация (гидромониторная промывка), 10 — порядковый номер конструкции.

Торцовые долота ИСМ (рис. 4.15) предназначены для бурения и забуривания нового ствола, но могут быть использованы и при ликвидации аварий. Внешне они похожи на фре-

Импрегнированные долота типа С характеризуются толстым (7–8 мм) рабочим слоем матрицы, перемешанной с овализированными алмазами XXXIV группы III категории качества. Эти долота имеют ступенчатую форму рабочей поверхности и выпускаются двух диаметров – 188 и 212 мм под шифрами ДИ188С6, ДИ212С6 и ДИ212С2.

Долота типа СТ предназначены для бурения среднетвердых пород. Они выполняются только однослойными с радиальным расположением рабочих органов и промывочных пазов. Эти долота изготавливают четырех диаметров – 140, 159, 188 и 212 мм. Выпускают две модели долот диаметром 140 мм (ДР140СТ1): с алмазами XVб группы I категории (для наиболее тяжелых условий бурения) качества и алмазами той же группы, но II категории качества. Долота остальных размеров изготавливают только с алмазами XVб группы II категории качества и выпускают под шифрами ДР159СТ1, ДР188СТ1 и ДР212СТ1.

Долота второго класса изготавливают с искусственными алмазами марки СВП-П что означает синтетическое, ВНИИТС (автор технологии), светлые (прозрачные), прочные. Эти алмазы несколько уступают природным по прочности.

Долота с синтетическими алмазами выпускают четырех разновидностей: однослойные ступенчатые, однослойные радиальные (лопастные), импрегнированные ступенчатые и импрегнированные радиальные (лопастные), но только одного типа С.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготавливают с прямыми радиальными лопастными рабочими органами и выполняют со ступенчатой формой рабочей головки. Они выпускаются пяти размеров моделей ДКС138С, ДКС188С6, ДКС12С6, ДКС267С6. Литера С в середине шифра свидетельствует о том, что алмазы в долотах синтетические.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготавливают с прямыми радиальными лопастными рабочими органами, привариваемыми к корпусу долота в процессе изготовления последнего. Такие долота выпускают трех размеров и трех моделей ДЛС188С1, ДЛС212С1 и ДЛС267С1.

Импрегнированные ступенчатые долота по конструкции аналогичны однослойным долотам разновидности ДК и характеризуются закругленными тороидальными ступеньками, импрегнированными дроблеными синтетическими алмазами по толщине матрицы на 7–8 мм. Эти долота выпускают также трех размеров моделей ДКСИ188С6, ДКСИ212С6 и ДКС267С6.

Импрегнированные лопастные долота с синтетическими алмазами выпускают пока только одного размера — модель ДЛСМ212СЗ.

4.6. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Бурильные головки, помимо разбуривания забоя скважины и калибровки ее стенок, должны также формировать в центре забоя целиковый столбик породы — керн и предотвращать в процессе бурения любое повреждение керна как образца, служащего источником информации о свойствах буримой породы.

Как все шарошечные инструменты, бурильные головки эффективно разрушают горные породы широкого диапазона буримости, твердости и абразивности; в меньшей степени, чем лопастные, подвержены уменьшению диаметра и по сравнению с инструментом ИСМ и алмазным имеют невысокую стоимость.

На рис. 4.18, $\sharp$ показаны основные узлы и элементы шарошечной бурильной головки. Она состоит из шарошек 1, лап 2, присоединительной резьбовой головки 3, промывочного устройства 4 и узла опоры, включающего подшипники 5–7.

Шарошки в бурильной головке могут быть коническими, одно-, двух- или трехконусными (см. рис. 4.18, $\sharp$, $\cdot$), в виде усеченного конуса (рис. 4.19, $\sharp$), цилиндрическими (рис. 4.20), сферическими (рис. 4.21, $\sharp$) и чечевицеобразными (рис. 4.21, $\cdot$). Бурильная головка может быть выполнена с одним рабочим органом — шарошкой (см. рис. 4.21, $\sharp$), с тремя (см. рис. 4.21, $\cdot$), четырьмя (см. рис. 4.18, $\sharp$ –„), шестью (рис. 4.19, $\sharp$ –„), восемью (см. рис. 4.20) шарошками и более.

Число и конструкция подшипников в опоре каждой шарошки могут быть различными в зависимости от формы и размеров шарошки и бурильной головки. Конические шарошки обычно монтируют на двух-трех подшипниках качения. Один-два подшипника в опоре шарошки иногда бывают фрикционными. В качестве замкового подшипника функционирует, как и в опорах шарошечных долот, почти исключительно шарикоподшипник. Шарошки могут быть установлены не только на цапфах лап (см. рис. 4.18, $\sharp$, $\cdot$), но и на осях.

В некоторых конструкциях (см. рис. 4.18, $\sharp$ –„, и 4.21, $\sharp$, $\cdot$)

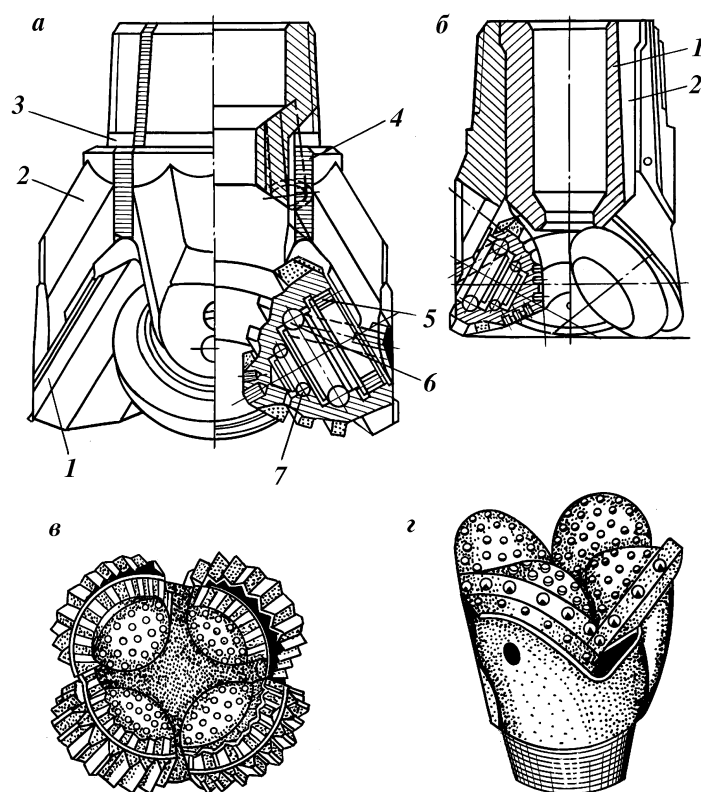


Рис. 4.18. Шарошечные бурильные головки:
а – 1ВК295СТ; $\cdot$ – ДВК; $\cdot$ – 2ВК214/60СТ; $\cdot$ – 2ВК214/60ТКЗ

одна и та же шарошка, кроме разрушения кольцевого забоя, формирует керн и стенку скважины. Существуют конструкции (см. рис. 4.19, $\#$ –„), в которых одни шарошки 1 расположены ближе к оси долота, обуривают керн и разрушают прилегающую к нему центральную часть забоя, а другие 2 обращены к периферии, разбуривают наружную зону забоя и калибруют ствол скважины. Поэтому шарошки 1 называют внутренними и кернообразующими, а шарошки 2 – наружными и скважинообразующими.

Вооружение шарошек может быть стальным (фрезерованным) с наплавкой твердым сплавом, вставным (штыревым) или комбинированным.

Лапы 2 (см. рис. 4.18, $\#$) с шарошками 1 часто образуют

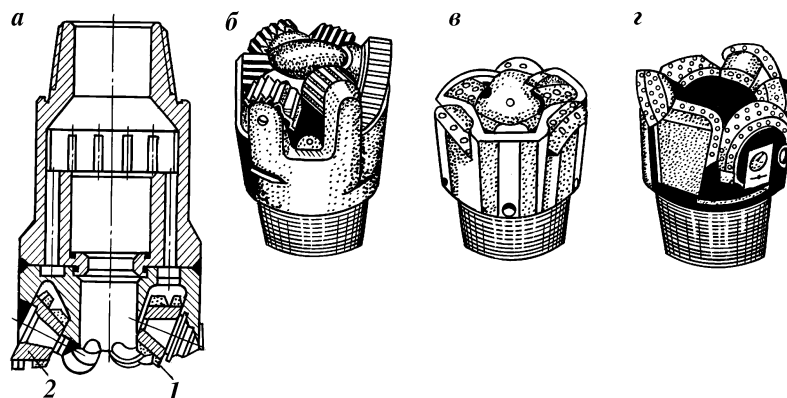


Рис. 4.19. Шестишарошечные бурильные головки:

‡ — румынская; · — 21ВК190/80СТ; , — 10НК190/80СТЗ; „ — 20НК190/80К

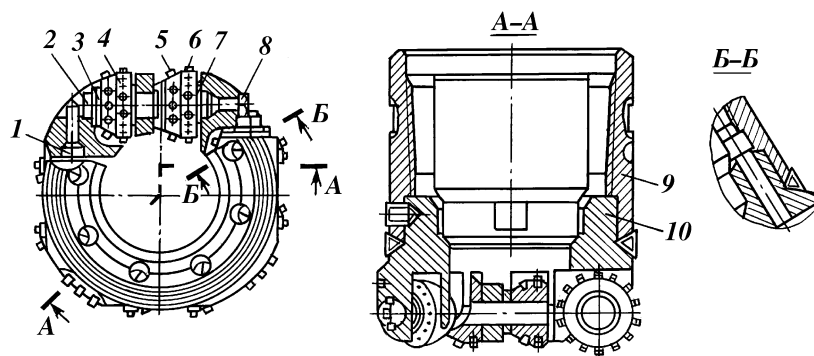


Рис. 4.20. Бурильная головка 17НК187,3/80МСЗ

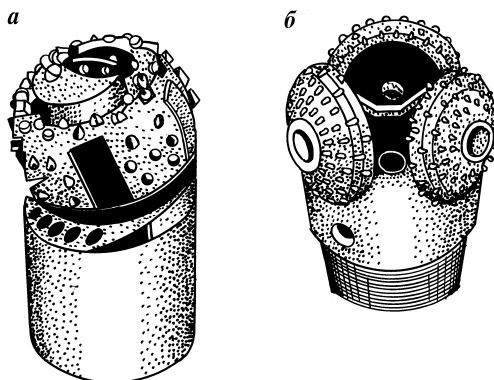


Рис. 4.21. Бурильные головки:

‡ — одношарошечная 6ВК190/80СЗ; · — трехшарошечная

отдельные секции бурильной головки, собираемые на штифтах и свариваемые вместе с образованием при этом присоединительной головки 3. Но бывают бурильные головки с литым цилиндрическим корпусом (см. рис. 4.19, $\sharp$ –„).

Промывочное устройство (промывочный узел) состоит обычно из нескольких каналов, просверленных в лапах или в корпусе бурильной головки, но может включать втулку или патрубки, соединяющиеся с внутренней полостью присоединительной головки (см. рис. 4.18, $\cdot$). Выходные промывочные отверстия обычно располагаются между шарошками на некотором расстоянии от керна во избежание его размыва. Важные параметры конструкции бурильной головки — высота керноприема и его коэффициент. Высотой керноприема принято называть расстояние от зоны образования керна до кернорвателя, а коэффициентом керноприема — отношение к этому расстоянию диаметра керна.

Одношарошечные бурильные головки (см. рис. 4.21, $\sharp$) разработаны в СевКавНИПИнефти только второго класса и одного типа — для отбора керна в карбонатных среднетвердых породах. Шарошка бурильной головки выполнена сферической с широкими продольными промывочными пазами и круглым отверстием, обращенным к керноприемнику, выполненному в пустотелой цапфе. Наружная и торцовая поверхности шарошки оснащены вставными твердосплавными штырями формы Г23 с плоско-выпуклой рабочей головкой.

Штыри (зубки), расположенные на наружной поверхности шарошек, обеспечивают разрушение породы в кольцевой зоне между керном и стенкой скважины и калибруют ствол скважины, а зубки, запрессованные на торце шарошки (а также на торце цапфы в новых конструкциях), формируют столбик керна.

Высота керноприемника уменьшена до минимума, и коэффициент керноприемника очень высок. Разность между диаметрами скважины и керна невелика. Шарошка смонтирована на мощной опоре по схеме СШС. Промывочное устройство состоит из ряда наклонных каналов у бурильных головок большого размера и из широкого щелевого отверстия в бурильной головке малого размера. Все отверстия обращены в одну сторону забоя, к его периферии. Трехшарошечные бурильные головки (см. рис. 4.21, $\cdot$) разработаны во ВНИИБТ. В настоящее время они выпускаются серии 6ВК только второго (с твердосплавным вооружением) класса и одного типа СЗ.

Бурильные головки СЗ предназначены для бурения сква-

жин кольцевым забоем в средних и среднетвердых породах малой и средней абразивности (известняки и др.).

Описанные бурильные головки изготавливают следующих моделей: 6ВК190/80СЗ, 6ВК214/80СЗ, 6НК187,3/80СЗ.

Четырехшарошечные бурильные головки выпускаются двух классов — третьего с комбинированным вооружением и второго со штыревым вооружением. Бурильные головки с комбинированным вооружением шарошек изготавливают типа СТ для бурения мягких и средних пород, перемежающихся твердыми. Выпускают две серии этих бурильных головок: 1ВК и 2ВК.

Бурильные головки серии 1ВК производят трех размеров моделей 1ВК190СТ, 1ВК269СТ и 1ВК295СТ (см. рис. 4.18, *ж*).

Они выполняются секционными и могут применяться как в турбинном, так и в роторном бурении соответственно со съемными керноприемниками и без них.

Опора шарошки у всех бурильных головок 1ВК выполнена по схеме ролик — шарик (замковый) — шарик. Шарошки — самоочищающиеся, оснащены по всем венцам относительно невысокими фрезерованными зубьями, наплавленными релитом. Вершины шарошек, участвующие в образовании керна, армированы твердосплавными вставками. Промывка забоя осуществляется через патрубки. Диаметр керна у бурильных головок 1ВК190СТ составляет 33 мм, а у бурильных головок 1ВК269СТ и 1ВК295ВК — 47 мм.

Бурильные головки того же типа СТ, но более совершенной серии 2ВК выпускаются моделей 2ВК190/40СТ, 2ВК214/60СТ (см. рис. 4.18, *з*) и 2ВК269,9/60СТ, приспособленных для бурения со съемной грунтоноской при турбинном бурении и без нее при роторном способе бурения. Корпус этих бурильных головок также сварной секционный.

Бурильные головки второго класса (лишь с твердосплавным вооружением) выпускаются типа ТКЗ — для колонкового бурения в твердых абразивных породах (плотные песчаники, доломиты, конгломераты, очень плотные глины и др.). Эти бурильные головки изготавливают серии 2ВК двух моделей: 2ВК190/40ТКЗ и 2ВК214/60ТКЗ (см. рис. 4.18, *и*). Твердосплавные зубки с клиновидной и полусферической рабочими головками чередуются по каждому венцу любой из шарошек. Опора шарошки и другие конструктивные особенности такие же, как и бурильных головок типа СТ той же серии 2ВК.

Пятишарошечные бурильные головки в настоящее время изготавливаются серии 24НК, которая разработана также

ВНИИБТ. Они относятся ко второму классу, к типу ТКЗ. Выпускаются крупными опытно-промышленными партиями двух моделей: 24НК139,7/52ТКЗ и 24НК158,7/67ТКЗ.

Шестишарошечные бурильные головки выпускают со стальным и твердосплавным вооружением. Бурильные головки данной разновидности со стальным (фрезерованным) вооружением (т.е. первого класса) изготавливают одного типа СТ — для среднетвердых пород. В массовом производстве пока находятся бурильные головки только двух моделей: 21ВК190/80СТ (см. рис. 4.19, ·) и 21ВК214/80СТ.

Восьмишарошечные бурильные головки выпускают одного типа — МЗС. Они предназначены для низкооборотного бурения с отбором керна в среднемягких породах (известняки, доломиты, ангидриты, мергели, переслаивающиеся с аргиллитами, алевролитами и битуминозными песчаниками).

Эти бурильные головки изготавливают серии 17 (см. рис. 4.20). Бурильная головка этой серии состоит из корпуса 10, приваренной к нему муфты 9 (или ниппеля) и шарошек 4 и 7, смонтированных в пазах корпуса 10 попарно на четырех осях 2. Три оси выполнены с запорным хвостовиком 1, удерживающим другую (перпендикулярную к хвостовику) ось от выпадения, а четвертая, собираемая последней, запирается винтом 8. Наружная поверхность шарошки состоит из цилиндрической и конической частей. Цилиндрическая часть оснащена твердосплавными зубками 6 с клиновидной головкой, ориентированной своим лезвием под углом 45° к образующей цилиндра таким образом, что зубки на наружной 4 и внутренней 7 шарошках направлены в разные стороны. Коническая часть шарошки вооружена подрезными зубками 5, служащими для калибровки керна (шарошки 7) и скважины (шарошка 4) и перекрывающими забой между основными зубками 6. Шарошка 4 упирается своим торцом в шайбу 3, прилегающую к корпусу бурильной головки. Описанная конструкция предусматривает возможность сборки и разборки бурильной головки в полевых условиях с целью замены изношенных деталей (осей, винтов, шайб) и шарошек в соответствии с разработанной инструкцией.

В процессе бурения данная бурильная головка оказывает на буримые породы преимущественно режущее действие. Она изготовлена двух моделей: 17НК187,3/80МЗС (см. рис. 4.20) и 17ВК212,7/80МЗС.

4.7. ЛОПАСТНЫЕ, ФРЕЗЕРНЫЕ И ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Лопастные бурильные головки (рис. 4.22, $\#$) просты по конструкции и изготовлению, работают в режиме резания, без ударов и вибраций. Поэтому по сравнению с шарошечными бурильными головками они обеспечивают лучшую сохранность керна. Недостатки лопастных бурильных головок в общем те же, что и лопастных долот: относительно узкая область применения, возможное уменьшение диаметра скважины и др.

В состав бурильной головки входят пулевидный корпус 1, составляющие с этим корпусом единое целое (обычно приварные) лопасти 2 и резцы 3, а также промывочные сопла 4. Рабочие поверхности лопастей 2 и режущие кромки резцов 3 обычно армируют износостойким твердым сплавом. Бурильные головки, предназначенные для колонкового бурения в слабых породах, армируют чаще всего зернистым литым (направляемым) сплавом, бурильные головки для мягких и среднемягких пород — вставными штырями из карбида вольфрама (рис. 4.22, $\cdot$).

Бурильные головки (рис. 4.22, ,, „) напоминают по форме и действию фрезерное долото и могут быть названы фрезерными. Они эффективны при роторном бурении с отбором керна.

Твердосплавные бурильные головки (коронки) представляют собой обычно цилиндрические кольца с закрепленными в них твердосплавными режущими элементами в виде резцов, зубцов или пластинок. Они применяются при бурении мелких колонковых скважин в основном на твердые полезные ископаемые.

В России выпускаются лопастные бурильные головки только одной разновидности (см. рис. 4.22, $\cdot$), которые можно отнести к фрезерным. Эти бурильные головки разработаны для роторного бурения в комплекте с колонковым снарядами с несъемным керноприемником. Они предназначены для отбора керна в мягких породах (красноцветные моренные отложения, суглинки, мягкие глины, мел, мягкие и слабые известняки, мергели и т.п.).

Для колонкового бурения скважин небольшого диаметра, преимущественно геологоразведочных, серийно выпускаются тонкостенные твердосплавные коронки.

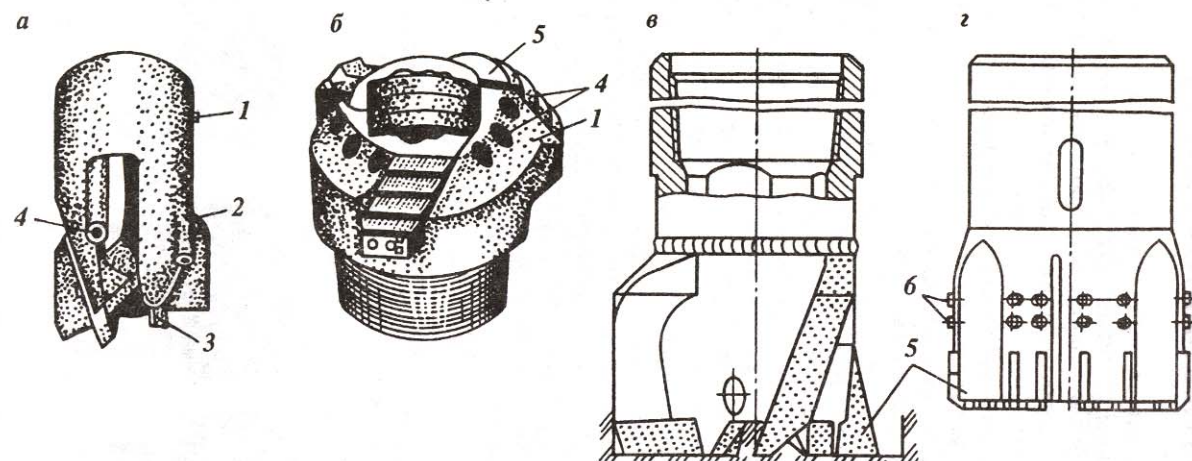


Рис. 4.22. Лопастные и фрезерные бурильные головки:
 а — фирмы "Эй-Уан Бит энд Тул"; б — 11НК187/80МИ; в, г — румынские; 1 — корпус долота; 2 — лопасти; 3 — резцы;
 4 — промывочные сопла; 5 — твердосплавные режущие инструменты; 6 — боковые промывочные сопла

4.8. АЛМАЗНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ И БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ ИСМ

Алмазные бурильные головки по конструктивным особенностям и характеру воздействия на породу и столбик керна наиболее подходят для колонкового бурения.

По технологии изготовления, расположения алмазов и промывочных канавок они имеют много общего с алмазными долотами. Поэтому указанные бурильные головки могут быть классифицированы на те же два класса — с природными и искусственными (синтетическими) алмазами и примерно на те же основные разновидности: радиальную (рис. 4.23, $\#$), радиальноступенчатую (рис. 4.23, $\cdot$) и спиральную (рис. 4.23, $,$). По назначению и свойствам разбуриваемых ими пород они распределяются на типы, по конструктивным особенностям — на модификации, по размерам — на модели, по технологии изготовления и форме выполнения — на серии.

Выпускаются алмазные бурильные головки, оснащенные как природными, так и синтетическими алмазами.

Бурильные головки первого класса (с природными алмазами) изготавливаются трех разновидностей: однослойные радиальные, однослойные ступенчатые и импергированные.

Бурильные головки для колонковых снарядов со съёмным керноприемником (грунтоноской) (рис. 4.24, $\#$), изготавливаются с ниппельной наружной присоединительной резьбой, а бурильные головки для колонковых снарядов с несъёмным керноприемником (рис. 4.24, $\cdot$) — с муфтовой внутренней резьбой.

Бурильные головки ИСМ (рис. 4.25), вооруженные вставками со сверхтвёрдым материалом славутит, выпускаются в

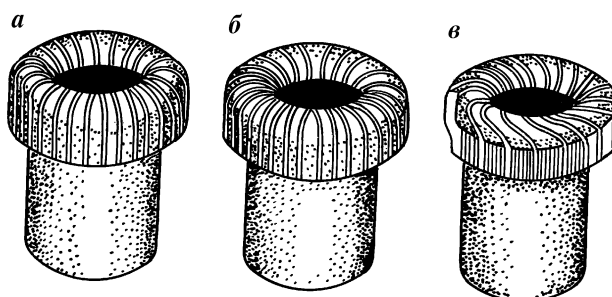


Рис. 4.23. Алмазные бурильные головки основных разновидностей:
 $\#$ — C20; $\cdot$ — C23; $,$ — C22

Рис. 4.24. Отечественные алмазные бурильные головки:

— для колонковых снарядов со съемным керноприемником; · — для снарядов с несъемным керноприемником; D — номинальный наружный диаметр бурильной головки; d — диаметр кернообразующего отверстия

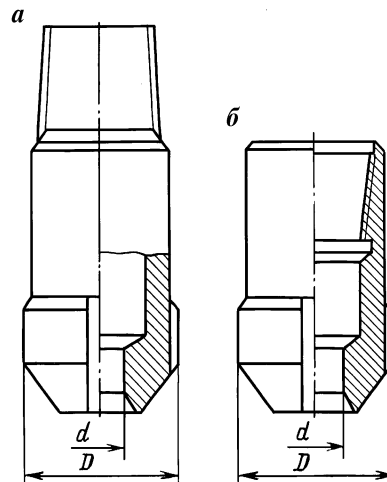
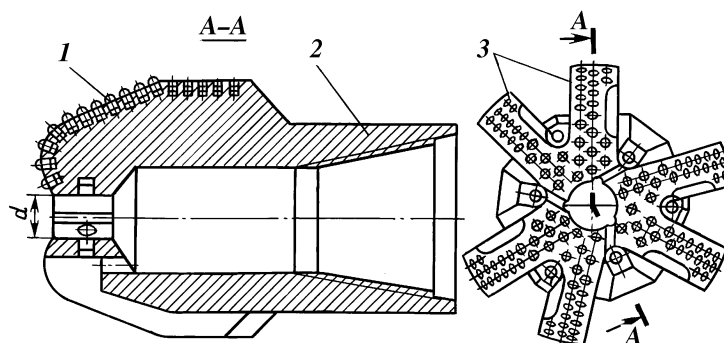


Рис. 4.25. Бурильная головка ИСМ



настоящее время одной и той же разновидности и одного типа МС (для бурения с отбором керна в среднемягких породах).

Эти бурильные головки армируют вставками 1 со славутичем по наружной рабочей поверхности шести лопастевидных рабочих органов 3, составляющих единое целое с продолговатым полым корпусом 2, а также по внутренней центральной части, формирующей керна.

4.9. КЕРНОПРИЕМНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Керноприемным или колонковым инструментом (керноприемными устройствами) принято называть ин-

струмент, обеспечивающий прием, отрыв от массива горной породы и сохранение керна в процессе бурения и во время транспортирования по скважине вплоть до извлечения его на поверхность.

Во избежание получения искаженных или вовсе неверных геологических, химических и иных данных о буримых породах нередко необходимо применять такие керноприемные устройства, которые обеспечивают не только высокий вынос керна (в %), но и ненарушенную структуру породы, защищают керн от промывочной жидкости, производят на него минимальное разрушающее воздействие и т.п.

По принципу работы и конструктивным особенностям керноприемные устройства распределяются на следующие разновидности: Р1, Р2 — для роторного бурения соответственно со съемным (извлекаемым по бурильным трубам) и несъемным керноприемниками; Т1, Т2 — для турбинного бурения соответственно со съемным и несъемным керноприемниками.

Современные керноприемные устройства выпускаются трех типов и предназначены для отбора керна из массива плотных пород; в трещиноватых, перемятых или перемежающихся по плотности и твердости породах; в сыпучих породах, легко разрушаемых и размываемых буровым раствором.

Керноприемные устройства первого типа выполняются в виде двойного колонкового снаряда с керноприемником (грунтоноской), изолированным от потока бурового раствора и вращающимся вместе с корпусом снаряда. К устройствам этого типа относится колонковый снаряд "Недра" (рис. 4.26, #).

Устройства второго типа изготавливают с невращающимся керноприемником, подвешенным на одном или нескольких подшипниках, и с надежными кернорвателями и кернодержателями. К устройствам этого типа относятся керноотборный снаряд СК164/80 (рис. 4.25, ·), КК, К и др.

Устройство третьего типа должно обеспечивать полную герметизацию керна и перекрытие керноприемного отверстия в конце бурения. К таким устройствам относится снаряд с эластичным керноприемником.

Керноприемные устройства разновидности Р2 изготавливают всех трех типов, а остальные разновидности — одного-двух типов.

В России в настоящее время изготавливают серийно керноприемные устройства разновидностей Р2, Т1 и Т2 (ГОСТ 21949—76 предусматривает выпуск устройств только Р1, Т1 и Т2). Разновидность Р2 выпускают двух типов.

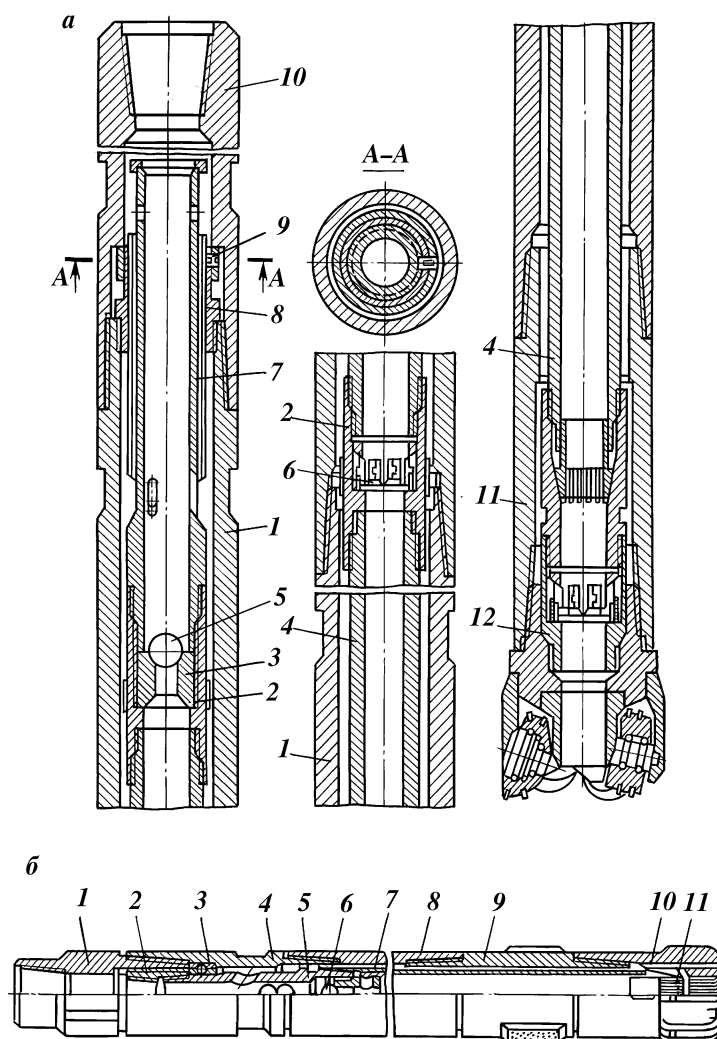


Рис. 4.26. Кернаприемные устройства:
 # — снаряд "Недра" КД11М-190/80; · — СК164/80

Кернаприемное устройство Р2 первого типа производится в единственной модификации — в виде снаряда "Недра" одной модели КД11М-190/80 — для отбора керна диаметром 80 мм.

Колонковый снаряд "Недра" (разработан во ВНИИБТ) со-

стоит из двух, трех секций или более длиной по 5 м. В его состав входит корпус 1 (см. рис. 4.26, ‡), верхний 10 и нижний 11 переводники и грунтоноски 4, собранная, как и корпус, из нескольких секций, соединенных муфтой-центриратором 2. В последней смонтирован кернадержатель 6, а в нижней части грунтоноски — комплект кернарвателей 12. Верхняя часть грунтоноски включает узел подвески с винтом 7, гайкой 8 и фиксатором 9 и обратный клапан, состоящий из сменного гнезда-седла 3 и шара 5.

Снаряд "Недра" благодаря теоретически неограниченному количеству секций позволяет отобрать керна большой длины, зависящий от стойкости бурильных головок. В комплект этого снаряда включают обычно бурильные головки серий 6ВК, 20НК, 21ВК, 25НК, 17ВК и др.

Керноприемные инструменты той же разновидности второго типа выполняются двух модификаций: СК и СКУ.

Инструмент СК (снаряд кернаотборочный) изготавливается модели СК164/80 (Павловский машиностроительный завод им. Мясникова), т.е. с наружным диаметром корпуса 164 мм и диаметром керноприемного отверстия 80 мм. Этот снаряд состоит из верхнего 1 и нижнего 9 переводников (см. рис. 4.26, ·), контрвтулки 2, радиально-упорного шарикового подшипника 3, головки 4, полого шпинделя 5, обратного клапана 6, керноприемника 7 (грунтоноски), трубчатого корпуса 8, башмака 10 и цангового кернарвателя 11. При отборе керна в мягких породах цанговый кернарватель заменяется лепестковым. Шариковый подшипник 3 обеспечивает свободное вращение головки 4 и корпуса 8 относительно шпинделя 5 и навинченного на этот шпиндель почти не вращающегося в процессе бурения керноприемника 7. Шарик обратного клапана 6 забрасывается в снаряд по бурильным трубам после промывки непосредственно перед бурением. Он закрывает полость керноприемника 7 от попадания в нее бурового раствора.

Снаряд СК выпускается двухсекционным длиной 17 500 мм. Он может быть изготовлен с одной или тремя секциями. Используется с алмазными бурильными головками диаметром 188, 212, 241 или 267 мм. Этот снаряд должен постепенно заменяться унифицированным снарядом КД11М-190/80.

Инструмент модификации СКУ конструктивно представляет собой видоизмененный снаряд "Недра". Серийно выпускается кернаприемный инструмент разновидности Т1 (КТД3 и КТД4С) четырех моделей: КТД3-240, КТД4С-240, КТД4С-195 и КТД4С-172.

Инструмент КТД3-240 выпускается односекционным и применяется с бурильными головками серии 1ВК наружным диаметром 269 или 295 мм для керна диаметром 48 мм; КТД4С-240 — трехсекционным (две секции и один колонковый шпindel), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметром 269,9 или 295,3 мм для керна диаметром 60 мм.

Инструмент КТД4С-195 — четырехсекционный (три секции и один шпindel), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметром 190 или 187,3 мм под керн диаметром 40 мм.

Шифр КТД означает "колонковое турбинное долото", однако в действительности КТД3 и КТД4 представляют собой видоизмененный секционный (с полым валом) турбобур, т.е. этот инструмент относится к гидравлическим забойным двигателям.

Для бурения с несъемной грунтоноской во ВНИИБТ был разработан и изготавливается колонковый шпindel (ШУК172), присоединяемый к нижней секции турбобура. Он представляет собой отдельную часть турбобура.

При турбинном бурении формирование и сохранение керна крайне затруднены, его диаметр мал и его вынос (по отношению к величине проходки за рейс) уменьшается до 30—20 % и менее. Поэтому для отбора керна, особенно на один, два или три рейса, обычно временно переходят на роторный способ бурения.

4.10. РАСШИРИТЕЛИ

Расширители ствола скважин, как и другой технологический инструмент, по принципу действия и особенностям работы во многом отличаются от бурильного инструмента.

Так, расширитель разрушает массив горных пород, уже ослабленный бурением расширяемой скважины. В этом массиве развиты зоны предразрушения, трещины, кливаж, вскрыты поверхности. В то же время расширение скважины обычно сопряжено с отсутствием экранирующего реактивного воздействия в центральной зоне забоя скважины, с затуханием нисходящих потоков бурового раствора, уменьшением опорных поверхностей расширяющего инструмента и ухудшением его прочностной характеристики.

В России расширители с успехом применяют как для по-

следовательного расширения уже пробуренного ствола скважины, так и для бурения с одновременным расширением скважины.

Во многих случаях более выгодно бурить ствол диаметром 190,5–293,5 мм (вместо 445 мм) с расширением его до требуемого диаметра.

По виду, конструктивному и технологическому выполнению расширители весьма разнообразны.

Расширители можно классифицировать по виду, форме их рабочих органов (лопастные, шарошечные и др.), способу крепления рабочих органов (жесткозакрепленные разборные и раздвижные), числу этих органов, типу их вооружения и другим отличительным особенностям. Для такой классификации можно применить схему, использованную при систематизации буровых долот.

Применяют два вида расширителей: шарошечные и лопастные (преимущественно в мягких породах). В связи с увеличением числа глубоких и сверхглубоких скважин, усложнением конструкций скважин, увеличением их начального диаметра и диаметра кондуктора ассортимент расширителей, особенно шарошечных, неуклонно увеличивается. Известны также ступенчатые, двух- и многоярусные расширители.

Для расширения ствола скважины под башмаком обсадной колонны и в других случаях используют раздвижные расширители. Организовано серийное производство трехшарошечных расширителей-калибраторов одного типа РШ, семи размеров, диаметром 243–490 мм для нефтяных и газовых скважин.

4.11. КАЛИБРУЮЩЕ-ЦЕНТРИРУЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Калибрующе-центрирующий инструмент, в отличие от рассмотренных выше долот, бурильных головок и расширителей, в процессе своей работы совсем не разрушает горные породы либо разрушает их в небольшом объеме на небольшую глубину (по радиусу скважины) и на относительно небольших (по длине) участках ствола скважины. Это разрушение пород обычно приводит к выравниванию стенок скважины, частичному расширению и калиброванию отдельных участков ствола.

В последнее время предлагают разделить рассматриваемый

инструмент на три группы: калибраторы, центраторы и стабилизаторы.

Калибратор — это инструмент, выполняющий как центрирующие, так и калибрующие функции, т.е. предназначенный для расширения и калибрования участков ствола скважины по диаметру долота, а также для центрирования и улучшения условий работы долота и стабилизации направления оси скважины. Этот инструмент рекомендуется устанавливать непосредственно над долотом или между секциями УБТ.

Центратор — это инструмент, предназначенный для центрирования нижней части бурильной колонны. Он устанавливается на корпусе забойного двигателя либо в колонне бурильных труб. Во втором случае он называется колонным. Длина центратора должна быть порядка одного-двух диаметров долота.

Стабилизатор служит для направления ствола скважины и центрирования бурильной колонны.

Диаметр всех указанных инструментов должен быть равен диаметру применяемого долота. Но в последнее время на корпусе забойного двигателя предлагается устанавливать центратор меньшего диаметра (на 2–14 мм меньше диаметра долота).

По конструкции инструменты трех названных групп, по существу, между собой не различаются. Гораздо более значительные различия отмечаются по видам, типам и модификациям одноименного инструмента. Функции калибраторов, центраторов и стабилизаторов в основном одни и те же.

Можно выделить следующие основные виды калибрующего инструмента: трубный, планочный или ребристый плашечный, спиральный лопастной и роликовый. Раньше изготавливали также крыльчатые лопастные стабилизаторы с прямыми радиальными лопастными органами. По аналогии с ними иногда неправильно называют лопастным планочный калибрующе-центрирующий инструмент, у которого рабочие органы трудно назвать лопастями, так как они выступают над телом корпуса на небольшое расстояние и выполняются без заострения.

Калибрующе-центрирующий инструмент (преимущественно под названием калибратор) изготавливают двух видов: планочный и спиральный.

Планочные калибраторы армируют синтетическими алмазами, славутичем или твердым сплавом. В первом случае калибраторы выпускаются одной серии (ИТС), одного типа (С),

двух модификаций (С2 и С3), трех моделей: СТС188С3, СТС212С3 и СТС292С2. Они применяются вместе с алмазными долотами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 — выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 — их выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами марки СВС-П, а средний участок — мелкими твердосплавными вставками с плоской рабочей головкой.

Планочные калибраторы, оснащенные славутичем, выполняются двух моделей: ИСМ188К и ИСМ212К. Они применяются при бурении с долотами ИСМ.

Разработанные Азинмашем стабилизаторы, иначе называемые расширителями-калибраторами РЗЛ, выпускаются двух моделей: РЗЛ-269 (наружный диаметр 169 мм) и РЗЛ-394 (диаметр 394 мм).

Спиральные (лопастные) калибраторы изготавливают двух типов (СТ и СТК), трех модификаций (5КС, 10КС и 11КС). Они применяются в основном с шарошечными долотами.

Калибраторы 5КС выпускают трех моделей: 5КС212,7СТ; 5КС214СТ и 5КС215,9СТ.

Калибраторы 10КС имеют примерно такую же конструкцию, как и калибраторы 5КС, но их три спиральных рабочих органа армируют не твердосплавными вставками, а вставками со славутичем. Калибраторы 10КС выпускаются двух моделей: 1АКС190,5СТК и 10КС215,9СТК, т.е. типа СТК диаметрами 190,5 и 215,9 мм. Все они характеризуются тем, что их рабочие органы составляют единое целое с корпусом калибратора.

Калибраторы модификации 11КС отличаются от калибраторов 10КС тем, что изготавливаются со сменной муфтой. Выпускают одну модель этих калибраторов — 11КС295,3СТК.

4.12. ПОДХОД К ВЫБОРУ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Характер взаимодействия зубьев шарошки с забоем и специфика разрушения горных пород на забое зависят от размеров и плотности размещения зубьев в венце, а также от конфигурации шарошек и взаимного расположения их осей. При перекачивании шарошки по забою в контакт с породой попеременно вступают зубья шарошки. В общем случае возможны два варианта контакта зубьев с породой на забое: долото опирается либо на один, либо на два зубца.

В результате перекачивания шарошки по забою возникают ударные нагрузки.

Особенность кинематики работы шарошки состоит в том, что каждая шарошка участвует в сложном вращательном движении: относительном движении вокруг собственной оси и переносном вращательном движении вокруг оси долота (рис. 4.27). В результате сложения двух вращательных движений в каждый момент времени шарошка совершает вращение вокруг некоторой мгновенной оси с частотой ω_a .

Если мгновенная ось вращения шарошки проходит через линию контакта описанного конуса с поверхностью забоя (см. рис. 4.27, б), то взаимодействие зубцов с забоем происходит без их относительного смещения. Если известна угловая скорость вращения долота ω_d , то угловая скорость вращения шарошки вокруг своей оси $\omega_{ш} = \omega_d / \sin(\alpha/2)$ или $\omega_{ш} = \pi n / 30 \sin(\alpha/2)$, где α — угол при вершине шарошки; n — частота вращения долота, мин^{-1} .

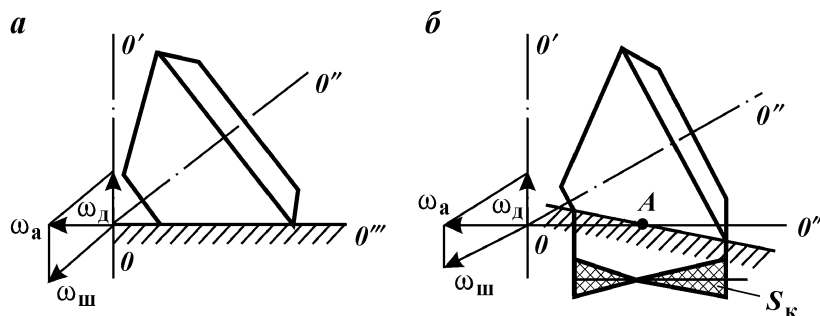


Рис. 4.27. Взаимодействие шарошки с забоем:
— без скольжения; · — со скольжением

Если мгновенная ось пересекается с линией контакта шарошки с забоем (см. рис. 4.27, $\cdot$), то при вращении шарошки зубцы, удаленные от точки $\dot{A}$, будут проскальзывать по забою, производя скол. Скольжение зубцов шарошечного долота оценивается коэффициентом скольжения $k_{ск}$, который равен отношению суммарной площади S_k , описываемой зубцами долота за один его оборот при их проскальзывании по забою, к площади забоя. Коэффициент скольжения $k_{ск}$ может изменяться от 0 до 0,15. Увеличение коэффициента скольжения достигается использованием многоконусных шарошек со смещением их осей относительно оси долота.

Таким образом, в зависимости от приведенных выше конструктивных особенностей шарошечное долото может быть отнесено к породоразрушающему инструменту дробяще-скалывающего или дробящего действия. В мягких породах применяют шарошечные долота с высокими коэффициентами скольжения, добиваясь тем самым усиления скалывающего действия зубцов. В твердых и особенно в абразивных породах шарошечные долота должны работать без скольжения. Эти долота оснащаются шарошками, представляющими собой правильный конус, вершина которого лежит на оси долота. Коэффициент скольжения такого долота теоретически равен нулю.

Механизм работы шарошечного долота на забое скважины осложняется тем, что на поверхности забоя остаются следы предшествующего воздействия зубцов в виде так называемой рейки. В некоторых случаях могут образовываться также "воротники" — участки неразрушенной породы, расположенные концентрическими кругами.

Важная особенность, которая отличает шарошечные долота от лопатных, — та, что с забоем одновременно взаимодействует лишь небольшая часть зубцов. Отношение суммы длин зубцов, выделенных по одной образующей на каждой шарошке, к радиусу долота называется коэффициентом перекрытия $k_{п}$. В мягких породах применяют долота с коэффициентом перекрытия $k_{п} = 1,1$, в породах средней твердости $k_{п} = 1,4$.

Ресурс работы долота определяется не только износом вооружения, но также и износостойкостью опоры шарошки. Опора шарошки — весьма уязвимый узел и нередко именно ее недостаточный ресурс ограничивает продолжительность работы долота на забое.

Опора шарошки включает несколько подшипников, один из которых шариковый, служащий для закрепления шарош-

ки на цапфе и называемый замковым, остальные подшипники качения (шариковые или роликовые) или скольжения. После создания герметизированных маслозаполненных опор, обеспечивающих благоприятные условия работы подшипников, долговечность долота удалось повысить в несколько раз.

Под шифрами ГНУ и ГАУ разработаны две серии долот с герметизированной опорой. Долота серии ГНУ предназначены для роторного бурения и бурения с тихоходными забойными двигателями. В опоре долота серии ГНУ размещаются (от торца шарошки) роликовый подшипник, шариковый "замковый" подшипник и подшипник скольжения. У торца цапфы имеется упорный осевой подшипник скольжения, второй осевой подшипник скольжения введен у внутреннего бурта замкового подшипника.

В опоре долот серии ГАУ роликовый подшипник качения заменен подшипником скольжения. Герметизация опоры имеет упрощенную конструкцию. Наибольшую трудность в изготовлении долот серии ГАУ представляет отыскание материалов для подшипника скольжения и обеспечение высокой точности его размеров.

По расположению и конфигурации промывочных каналов различают долота с центральным промывочным каналом и гидромониторные долота с периферийными каналами. У долота с центральным каналом (цилиндрическим или щелевидным) поток промывочной жидкости направляется на шарошки, омывает их и затем попадает на забой.

Гидромониторные долота имеют каналы, в конце которых установлены сменные металлокерамические или твердосплавные насадки. Наиболее часто используют металлокерамические насадки с коноидальным или коническим каналом. Они предназначены для создания направленного потока, который по выходе из долота со скоростью выше 80 м/с устремляется прямо на забой.

Поскольку шарошечными долотами успешно разбуривают практически все породы — от самых мягких до особо крепких, в соответствии с ГОСТ 20692—75 для обеспечения высоких показателей бурения в породах с различными физикомеханическими свойствами применяется широкая гамма долот. Они выпускаются под шифрами М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК (табл. 4.2)

В условном обозначении долота, кроме шифра области применения, указывают число шарошек, номинальный диаметр долота (мм), конструкцию промывочных каналов и

Т а б л и ц а 4.2

Типы шарошечных долот и области их применения (ГОСТ 20692–75)

Общая характеристика горной породы	Характеристика механических свойств	Шифр долота	Исполнение вооружения шарошки
Мягкие породы	Неабразивные рыхлые, пластичные (слабые супеси, наносы, пластичные глины, мягкие известняки и т.д.)	М	С фрезерованными зубьями
	Абразивные слабосцементированные (слабые песчаники, суглинки, мергели и т.п.)	МЗ	Со вставными зубками
Мягкие породы с пропластками пород средней твердости	Неабразивные породы (каменная соль с пропластками ангидритов, тонко переслаивающиеся глины с пропластками слабых песчаников и т.п.)	МС	С фрезерованными зубьями
	Абразивные слабосцементированные породы (с пропластками песчаников, сланцы мягкие с пропластками сланцев средней твердости и т.п.)	МСЗ	Со вставными зубками
Породы средней твердости	Неабразивные пластичные и хрупко-пластичные породы (известняки средней твердости, слабые доломиты, плотные глины и т.п.)	С	С фрезерованными зубьями
	Абразивные породы средней твердости (песчаники, алевролиты и т.п.)	СЗ	Со вставными зубками
Породы средней твердости с пропластками твердых	Неабразивные хрупко-пластичные породы средней твердости с пропластками твердых (переслаивающиеся известняки, гипсы, доломиты, аргиллиты и т.п.)	СТ	С фрезерованными зубьями
Твердые	Неабразивные твердые породы (аргиллиты, доломиты, твердые известняки и т.п.)	Т	С фрезерованными зубьями
	Абразивные твердые породы (крепкие песчаники, кварцеванные известняки, доломиты и т.п.)	ТЗ	Со вставными зубками
Твердые с пропластками крепких	Неабразивные твердые породы с пропластками крепких (переслаивающиеся твердые известняки, доломиты, ангидриты и т.п.)	ТК	С комбинированным вооружением (фрезерованные и вставные зубья)

Продолжение табл. 4.2

Общая характеристика горной породы	Характеристика механических свойств	Шифр долота	Исполнение вооружения шарошки
	Абразивные твердые породы с пропластками крепких (мелкозернистые песчаники, кремнистые аргиллиты и т.п.)	ТКЗ	Со вставными зубками
Крепкие	Крепкие породы (окремненные разности известняков, доломитов, кварциты, изверженные крепкие породы)	К	Со вставными зубками
Очень крепкие	Скальные магматические породы (граниты, гнейсы, диабазы и т.п.)	ОК	Со вставными зубками

опор шарошек. Центральная промывка обозначается буквой "Ц", гидромониторная — "Г".

У долот типов М, МС и С оси шарошек смещены, что позволяет повысить коэффициент скольжения. Долота типов СТ, Т, ТК, К, ОК имеют шарошки с несмещенными осями. Шарошки у долот типов М, МС и С — самоочищающиеся, т.е. венцы зубцов одной шарошки проходят между венцами соседней. Шарошки для долот ТК (частично), К и ОК заправляются резцами из твердых сплавов (штыри) клиновидной или полусферической формы. Все долота, имеющие в шифре букву "З" и предназначенные для бурения в абразивных породах, имеют шарошки, оснащенные твердосплавными резцами клинообразной формы.

5

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Бурильная колонна представляет собой спущенную в скважину сборку из бурильных труб, предназначенную для подачи гидравлической и механической энергии к долоту, для создания осевой нагрузки на долото, а также для управления траекторией бурящейся скважины.

Являясь совместно с долотом и забойным двигателем буровым инструментом, бурильная колонна выполняет следующие функции: передает вращение от ротора к долоту; воспринимает от забойных двигателей реактивные моменты; подает к забою промывочный агент; подводит гидравлическую мощность к долоту и погружному гидравлическому двигателю; вдавливают долото в горные породы на забое, действуя своей силой тяжести; обеспечивает замену долота и погружного двигателя посредством транспортирования их к забою или на дневную поверхность; позволяет вести аварийные и другие специальные работы в стволе скважины.

Бурильная колонна (рис. 5.1) включает в себя следующие элементы: бурильные трубы; утяжеленные бурильные трубы; ведущую (рабочую) бурильную трубу; переводники; отклонитель; центраторы, протекторы и другую оснастку.

Ведущая труба 2 соединена верхним концом с вертлюгом при помощи переводника ствола вертлюга и верхнего переводника ведущей трубы 1, а нижним концом — с колонной бурильных труб, спущенных в скважину, при помощи нижнего 3 и предохранительного 4 переводников ведущей трубы. Ведущая труба вращается ротором и через бурильную колонну передает вращение долоту при роторном бурении, а при турбинном — не позволяет при замкнутом стволе ротора вращаться бурильной колонне в противоположном направле-

Рис. 5.1. Конструкция бурильной колонны:
 1 — верхний переводник ведущей трубы; 2 — ведущая труба; 3 — нижний переводник ведущей трубы; 4 — предохранительный переводник ведущей трубы; 5 — муфта замка; 6 — ниппель замка; 7 — бурильные трубы; 8 — протектор; 9 — переводник на УБТ; 10 — УБТ; 11 — центратор; 12 — наддолотный амортизатор

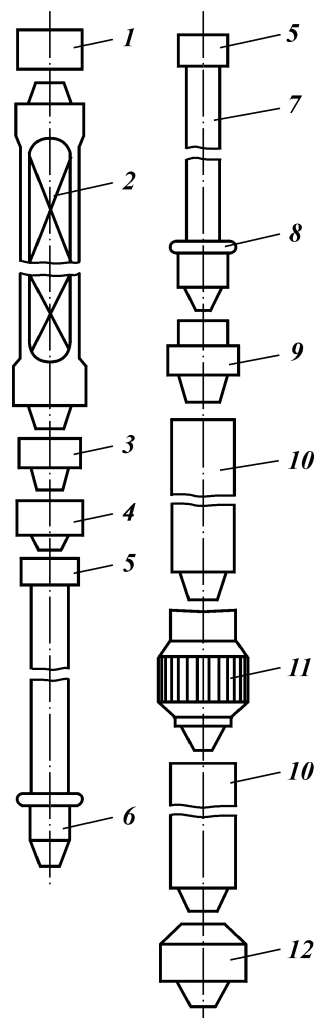
нии под действием реактивного момента погружного двигателя.

Бурильные трубы соединены друг с другом при помощи замков, которые состоят из муфты 5 и ниппеля 6.

Нижняя часть бурильной колонны составлена из УБТ 10, которые соединены друг с другом при помощи замковых резьб, нарезанных в виде ниппеля с одной стороны и в виде муфты — с другой. Посредством переводника нижний конец УБТ соединяется либо непосредственно с долотом, либо с погружным двигателем.

5.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

На верхнем конце бурильной колонны находится ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне, состоящей из бурильных труб, замков и утяжеленных бурильных труб. На нижний конец бурильной колонны накручено долото или другой инструмент. В отличие от бурильных труб, замков и УБТ ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного, иногда шестигранного сечения. Другие формы сечений (крестообразная, желобчатая, круглая) в нефтепромысловой практике применяются редко.



Ведущая труба предотвращает возможность реверсивного вращения бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя (турбобура, винтobура, электробура).

В практике бурения ведущие трубы применяются сборной конструкции, состоящие из трубы, верхнего и нижнего переводников, а также цельной (неразъемной).

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются в основном квадратного сечения, включают собственно трубу, верхний переводник ПШВ для соединения с вертлюгом и нижний переводник ПШН для присоединения к бурильной колонне.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются по ТУ 14-3-126–73 размерами 112×112, 140×140, 155×155 мм и по ТУ 14-3-755–78 размерами 65×65 и 80×80 мм.

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. 5.1 и на рис. 5.2. На концах ведущей трубы нарезается трубная коническая резьба (профиль по ГОСТ 631–75) – правая на нижнем и левая – на верхнем.

На нижний конец трубы навинчивается (горячим способом на прессовой посадке) переводник ПШН (рис. 5.3, ‡), а на верхний – переводник ПШВ (рис. 5.3, ·).

Для защиты от износа замковой резьбы переводника ПШН между замком бурильной трубы и переводником ведущей трубы устанавливается переводник ПП.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из стали групп прочности Д и К, переводники – из стали марки 40ХН (ГОСТ 4543–71).

Трубная резьба на концах ведущей трубы не стандартизирована, за исключением профиля (рис. 5.4). На теле трубы допускаются дефекты глубиной не более 18 % толщины стенки на расстоянии более 500 мм от концов, и не более 12,5 % на остальной части трубы. Точность трубной конической резьбы должна соответствовать требованиям ГОСТ 631–75. При контроле трубной резьбы резьбовым калибром-кольцом натяг (расстояние между измерительной плоскостью калибра и концом сбег резьбы трубы) должен быть $9 \pm 3,175$ мм. На цилиндрической поверхности каждой трубы у левой резьбы или на грани должна быть нанесена маркировка: размер трубы, номер, номер плавки, марка стали, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. На буровую трубу поступают с навинченными предохранительными кольцами.

Технические требования для переводников к ведущим

Таблица 5.1

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный размер трубы, мм	Сторона квадрата а, мм	Диаметр канала d, мм	Диаметр проточки под элеватор D ₁ , мм	Диаметр цилиндрической проточки D ₂ , мм	Длина резьбы G (включая сбеги), мм	Длина трубы L, м, не менее		Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286-75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
						рабочей части L _р	общая	верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	1м трубы без переводников	переводника	
													верхнего	нижнего
По ТУ 14-3-126-73														
112	112 ⁺⁵ ₋₁	74±4	114	110±0,5	95	—	13-2,5	—	—	—	—	65,6	—	—
140	140±2	85±5	141	135±0,5	105	—	14+2,5	—	—	—	—	106,6	—	—
155	155 ⁺² ₋₃	100±5	168	150±0,5	120	—	14+2,5	—	—	—	—	124,3	—	—
По ТУ 14-3-755-78														
65	65	32	73	63	65	9,3	10,0+2,5	3-76Л	3-76	95	95	27	10	9
80	80	40	89	75	75	9,3	10,0+2,5	3-88Л	3-88	108	108	38	12	12

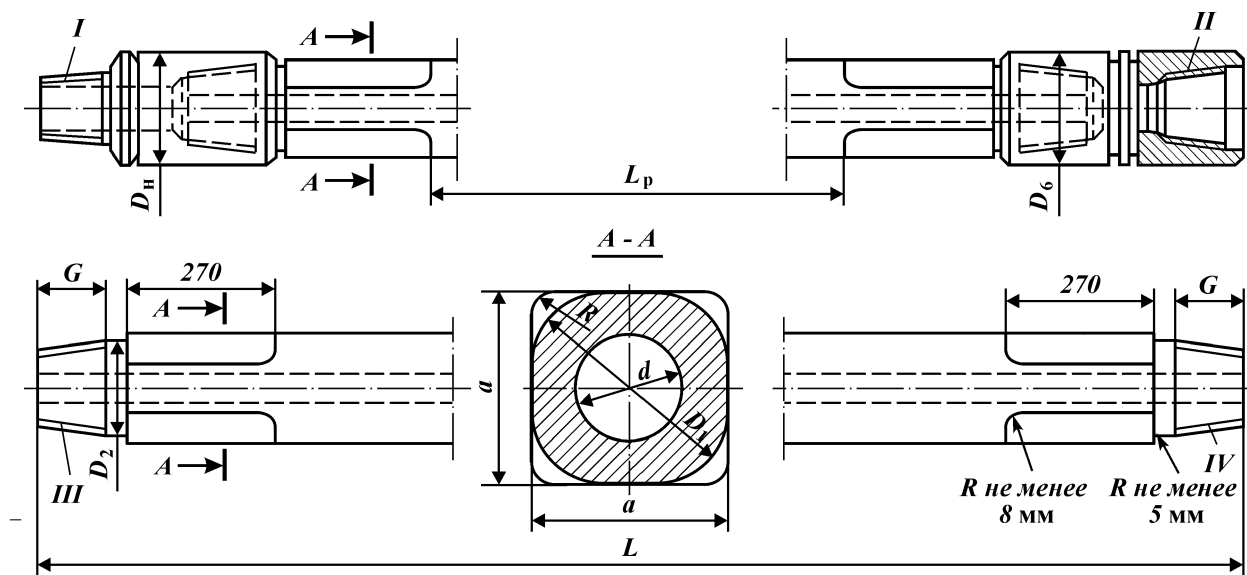


Рис. 5.2. Ведущая труба сборной конструкции:

I – резьба замковая (правая) по ГОСТ 5286–75; II – то же, левая; III – резьба 8 ниток × 25,4 мм (правая) по ТУ 14–3–126–73; IV – то же, левая

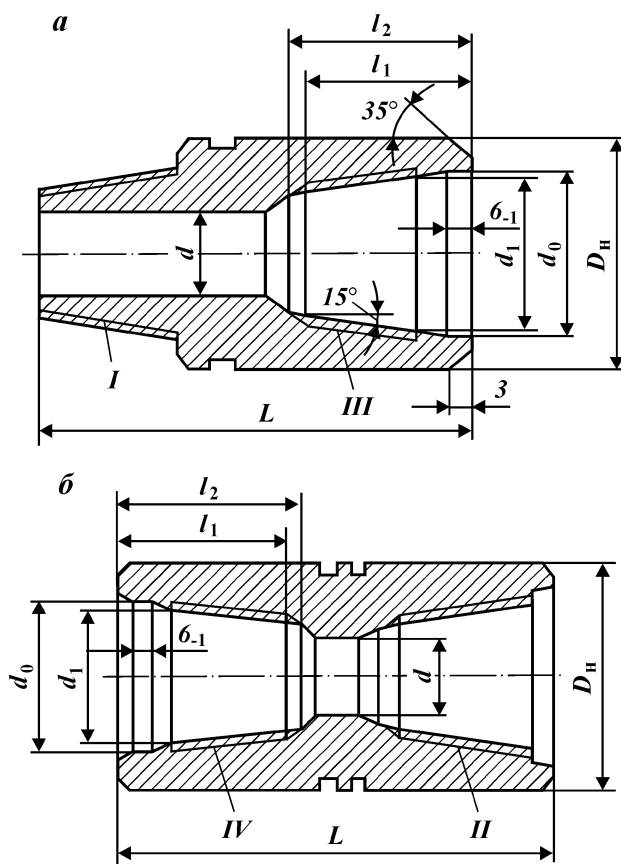


Рис. 5.3. Переводники ведущей трубы:

н – нижний; в – верхний; I – резьба замковая; II – то же, левая; III – резьба по ТУ 14-3-126–73; IV – то же, левая; D_n – наружный диаметр переводника; L – длина переводника; d – диаметр проходного отверстия; d_0 – диаметр цилиндрической выточки; d_1 – внутренний диаметр резьбы в плоскости торца; l_1 – расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем; l_2 – длина конуса под резьбу

трубам должны соответствовать ТУ 26-02-652–75, а требования к резьбовым соединениям – ГОСТ 631–75 и ГОСТ 5286–75.

С целью увеличения сроков эксплуатации и повышения сопротивления усталости резьбовых соединений ведущих буровых труб их конструкции усовершенствованы: АзНИ-Пинефтью (трубы ТВБ) и ВНИИБТ (трубы ТВКП).

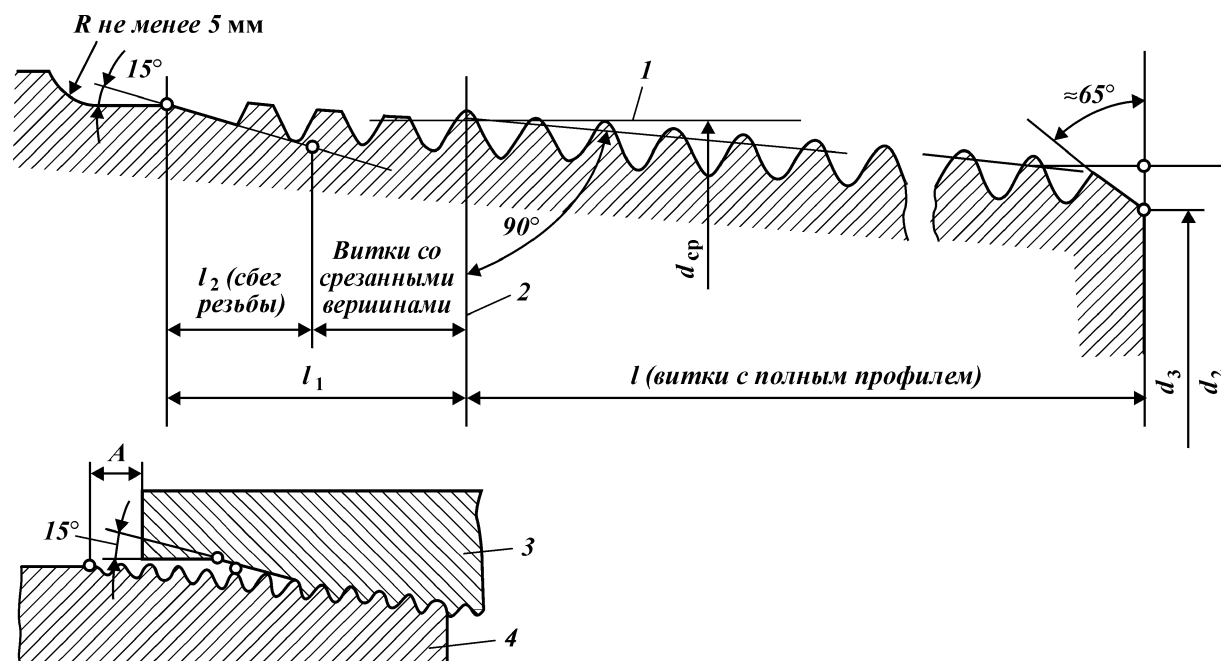


Рис. 5.4. Резьбовое соединение ведущих труб:

1 – линия, параллельная оси резьбы штанги; 2 – основная плоскость; 3 – переводник; 4 – штанга

Трубы ТВБ (рис. 5.5) имеют цилиндрический блокирующий пояс, который усиливает и герметизирует коническую резьбу. Его протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения 112, 140, 155 мм. Переводники на трубу навинчивают в горячем состоянии после их нагрева до 400–430 °С.

Трубы ТВКП (рис. 5.6) отличаются коническими стабилизирующими поясами и переходниками. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются трапецеидальной резьбой профиля ТТ с углом 30° (ГОСТ 631–75) и коническим стабилизирующим пояском конусностью 1:32. Поясок протачивают по стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения за резьбой профиля ТТ. Трубы ТВКП изготавливают по ТУ 51-276–86. Переводники изготавливают из стали марки 40ХН или 40ХН2МА. Верхний переводник снабжен левой резьбой для предотвращения его самопроизвольного отвинчивания от ствола вертлюга. Размеры соединений приведены на рис. 5.7. Сборка переводников с трубой по резьбе профиля ТТ должна производиться горячим способом с нагревом переводников до температуры 380–450 °С. После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей. Резьбы профиля ТТ ведущей бурильной трубы контролируются резьбовыми и гладкими калибрами. В верхнем ТВВК и нижнем ТВНК переводниках контролируется внутренняя резьба профиля ТТ и кониче-

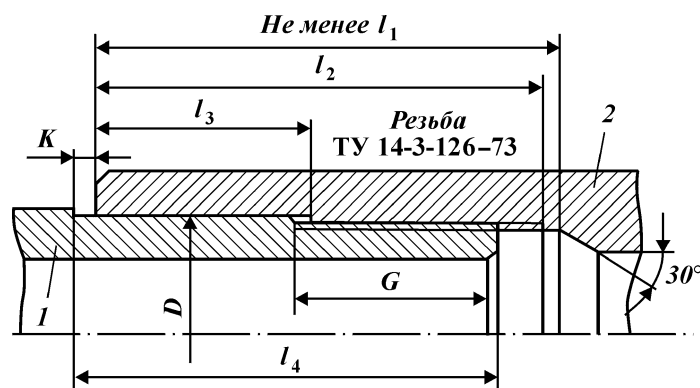


Рис. 5.5. Ведущая труба с блокирующим пояском ТВБ:
1 — труба квадратного сечения; 2 — переводник

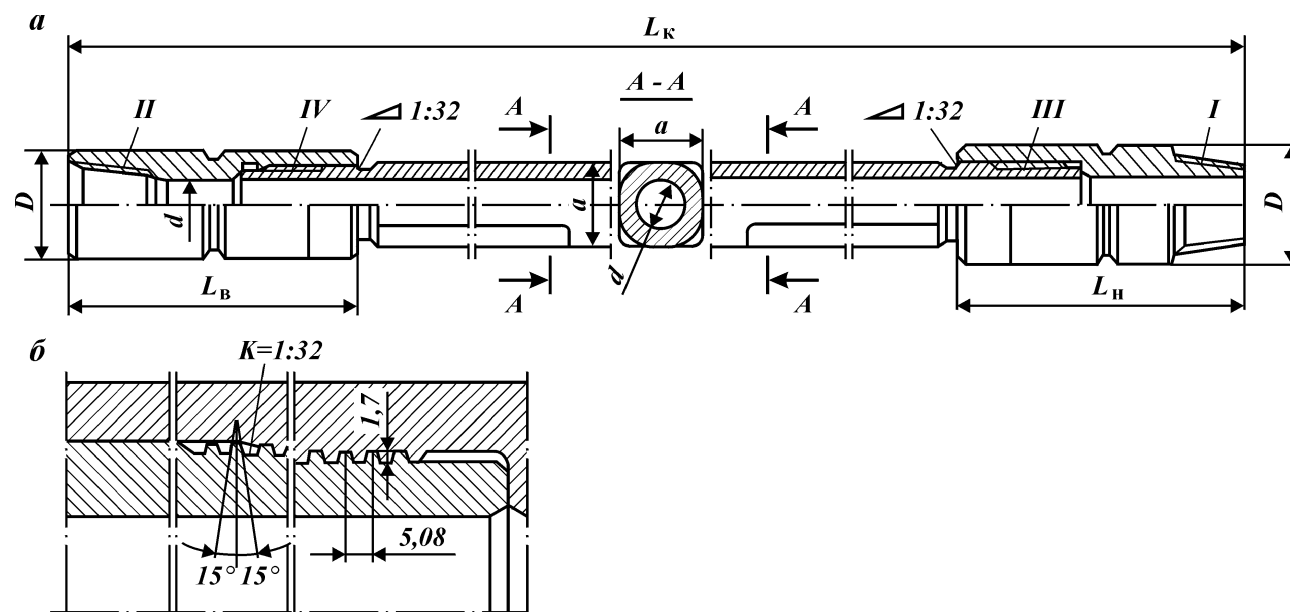


Рис. 5.6. Ведущая труба с коническими стабилизирующими поясками ТВКП:
 $\#$ – труба; $\cdot$ – резьбовое соединение; I – резьба замковая по ГОСТ 5286–75; II – то же, левая; III – резьба ТТ; IV – то же, левая

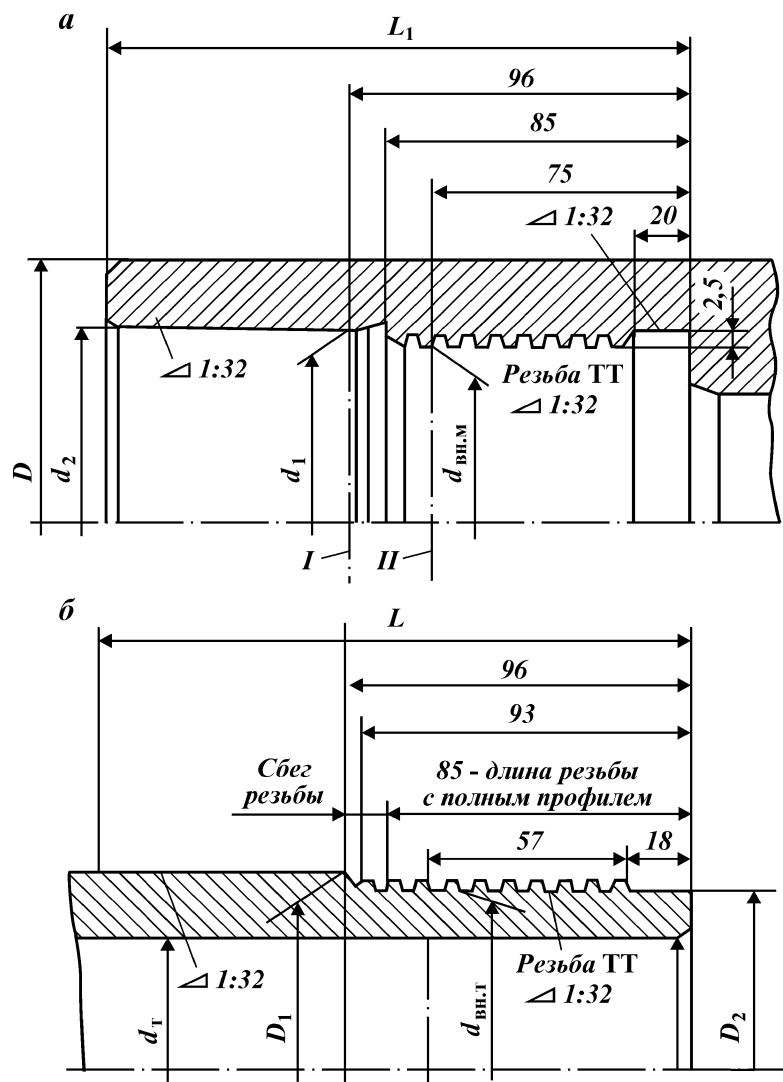


Рис. 5.7. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП:
 $\#$ — переводник; $\cdot$ — труба; I — расчетная плоскость конических поверхностей; II — основная плоскость

ская расточка, а также внутренняя и наружная замковые резьбы.

Промышленностью осваиваются ведущие бурильные трубы цельной конструкции квадратного и шестигранного сечений в соответствии со стандартом СЭВ 1384–78, аналогичные стандарту АНИ-7.

5.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживают внутрь или наружу (ГОСТ 631–75). Бурильные трубы соединяются в колонну с помощью замков. На конец трубы (типов 1, 2, по ГОСТ 631–75) навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или ниппельная часть замка. С целью упорочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы (типов 3, 4, по ГОСТ 631–75) с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют соответственно ТБВК, ТБНК.

Короткие трубы (6 м) с резьбой треугольного профиля предварительно соединяются между собой соединительными муфтами.

Размеры и массы труб типа 1 и муфт к ним должны соответствовать рис. 5.8 и табл. 5.2, типа 2 — рис. 5.9 и табл. 5.3, типа 3 — рис. 5.10, $\#$ и табл. 5.4, типа 4 — рис. 5.10, $\cdot$ (см. табл. 5.4).

Трубы типов 1, 2 изготавливаются с правой и левой резьбами, трубы типов 3, 4 — с правой резьбой и по согласению потребителя с изготовителем — с левой.

Трубы всех типов изготавливаются длиной: 6,8 и 11,5 м при условном диаметре труб 60–102 мм; 11,5 м — при условном диаметре труб 114–168 мм.

В поставляемой партии допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % — длиной 6 м. С согласия потребителя допускается изготовление труб диаметром 114 мм, длиной 6 и 8 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты — расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

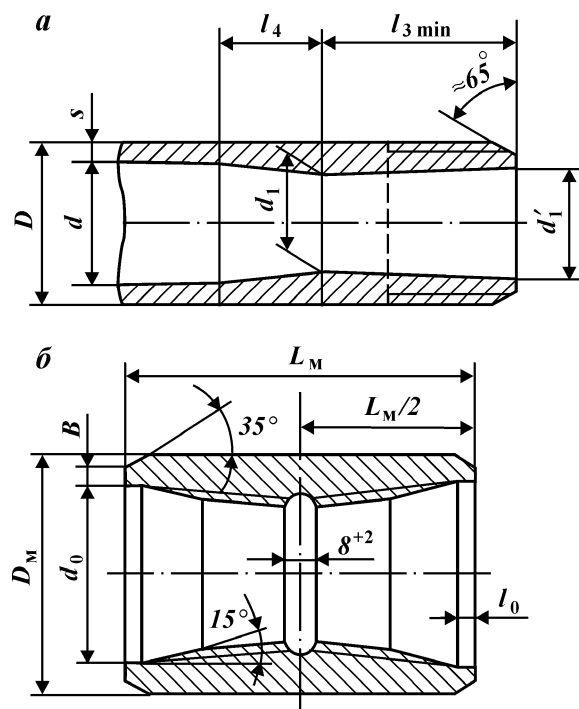


Рис. 5.8. Трубы типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним:
 ∇ — труба; $\cdot$ — муфта

Кривизна труб на концевых участках, равных одной трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы (стрела прогиба) на середине длины трубы не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна конца трубы — частное от деления стрелы прогиба на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы. Длина высадки в расчет не принимается.

Примеры условных обозначений буровых труб и муфт к ним.

Труба В-114×9-Д ГОСТ 631–75 — труба буровая типа 1, условный диаметр 114 мм, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба ВП-114×9-Д ГОСТ 631–75 — то же, повышенной точности.

Муфта В-114-Д ГОСТ 631–75 — муфта к трубе типа 1, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

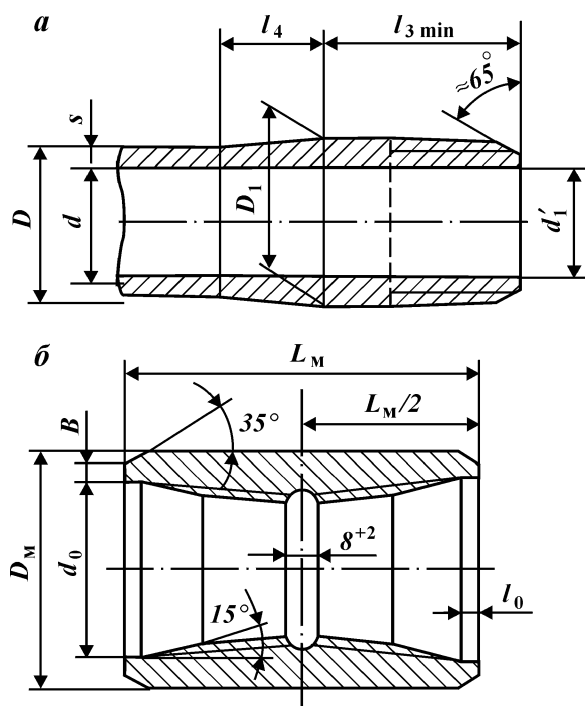


Рис. 5.9. Трубы типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним:
 $\#$ – труба; $\cdot$ – муфта

Труба Н-114х-Д ГОСТ 631–75 – труба бурильная типа 2, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба НП-114х9-Д ГОСТ 631–75 – то же, повышенной точности.

Муфта Н-144-Д ГОСТ 631–75 – муфта к трубе типа 2, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба ВК-114х9-Д ГОСТ 631–75 – труба бурильная типа 3, далее то же.

Труба НК-114х9-Д ГОСТ 631–75 – труба бурильная типа 4, далее то же.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов “труба” или “муфта” ставится буква Л.

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не допускаются плены, раковины, закаты, расслоения, трещины и песочины.

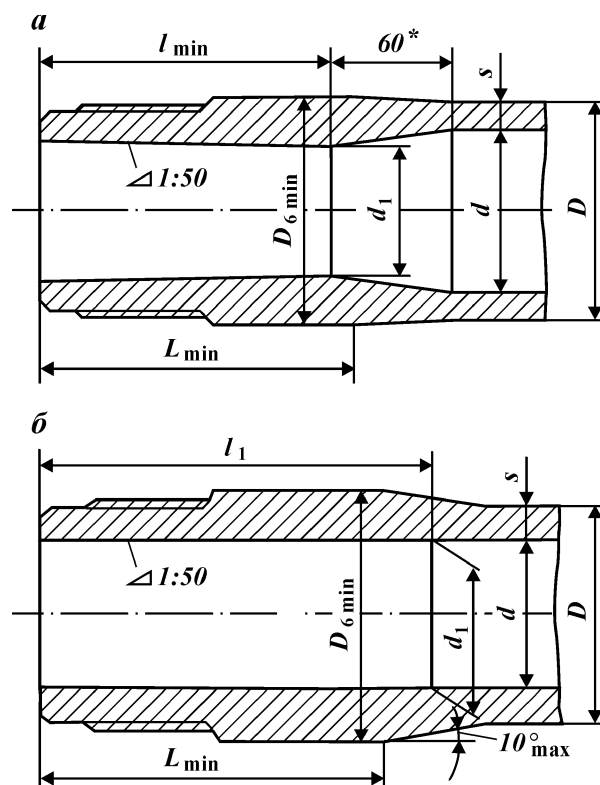


Рис. 5.10. Трубы с коническим стабилизирующим пояском:

≠ — конец трубы типа 3 с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками; · — конец трубы типа 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов только вдоль оси трубы при условии, что глубина этих вырубков не выводит толщину стенки за предельные минусовые отклонения. Заварка, зачеканка или заделка дефектов не допускается.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода ее к телу трубы не должны иметь резких уступов. На внутренней поверхности переходной части высаженных наружу концов бурильных труб типа 4 всех диаметров допускается одно пологое кольцевое незаполнение шириной не более 40 мм, причем наименьшая толщина стенки в этих местах должна быть на 2 мм больше номинальной толщины стенки

Таблица 5.2

Размеры (в мм) труб с высаженными внутрь концами и муфты к ним

Услов- ный диа- метр тру- бы	Труба							Муфта					Масса, кг		
	На- руж- ный диа- метр D	Тол- щина стен- ки S	Внут- ренний диа- метр d	Высадка				Наруж- ный диа- метр D _м	Дли- на L _м	Расточка		Шири- на тор- цовой плос- кости ϕ	1 м глад- кой трубы	двух выса- док (для одной трубы)	муф- ты
				Длина до пе- реход- ной ча- сти l _{3min} , не менее	Длина пере- ходной части L ₄	Диаметр прохода				Диа- метр d ₀	Глу- би- на l ₀				
60	60,3	7 9	46,3 42,3	90	40	32 24	40 32	80	140	63,5	3	5	9,15 11,3	1,2 1,4	~2,7
73	73,0	7 9 11	59,0 55,0 51,0	100	40	45 34 28	54 43 37	95	166	76,2	3	6	11,4 14,2 16,8	1,6 2,4 2,2	~4,2
89	89,0	7 9 11	75,0 71,0 67,0	100	40	60 49 45	69 58 54	108	166	92	3	6	14,2 17,8 21,2	2,4 3,4 3,2	~4,4
102	101,6	7 8 9 10	87,6 85,6 83,6 81,6	115	55	74 70 66 62	83 79 75 71	127	184	104,8	3	7	16,4 18,5 20,4 22,4	3,0 3,4 3,8 4,0	~7,0
114	114,3	7 8 9 10 11	100,3 98,3 96,3 94,3 92,3	130	55	82 78 74 70 68	91 87 83 79 77	140	204	117,5	3	7	18,5 20,9 23,3 25,7 28,0	4,6 5,8 6,0 6,6 6,4	~9,0
127	127,0	7 8 9 10	113,0 111,0 109,0 107,0	130	55	95 91 87 83	104 100 96 92	152	204	130,2	3	7	20,7 23,5 26,2 28,9	5,8 6,4 7,0 7,6	~10,0

140	139,7	8	123,7	130	55	105	114	171	215	144,5	3	8	26,0	7,0	~14,0
		9	121,7			101	110						29,0	7,6	
		10	119,7			100	106						32,0	8,2	
		11	117,7			91	100						35,0	9,6	
169	168,3	9	150,3	130	55	128	137	197	229	171,5	3	8	35,3	9,8	~16,7
		10	145,3			124	133						39,0	10,8	

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см³. 2. Размер l₁ (длина переходной части) является справочным. 3. Размер d₁' может быть равен d₁. 4. По соглашению изготовителя с потребителем допускается изготовление труб с меньшими толщинами стенок. 5. Наружный диаметр конца трубы с условным диаметром 140 мм на длине не менее l_{3min} должен быть не менее 141,3 мм.

Таблица 5.3

Размеры (в мм) труб с высаженными концами и муфты к ним

Условный диаметр трубы	Труба						Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка			Наружный диаметр D _м	Длина L _м	Расточка		Ширина торцовой плоскости ϕ	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				Наружный диаметр D ₁	Длина до переходной части l _{3min} , не менее	Длина переходной части l ₄			Диаметр d ₀	Глубина l ₀				
60	60,3	7 9	46,3 42,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15 11,3	1,5	~2,7
73	73,0	7 9 11	59,0 55,0 51,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4 14,2 16,8	2,5	~4,7

89	89,0	7 9 11	75,0 71,0 67,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	14,2 17,8 21,2	3,5	~5,2
----	------	--------------	----------------------	-------	-----	----	-----	-----	-------	---	---	----------------------	-----	------

Продолжение табл. 5.3

Условный диаметр трубы	Труба						Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка			Наружный диаметр D _м	Длина L _м	Расточка		Ширина торцовой плоскости ζ	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				Наружный диаметр D ₁	Длина до переходной части l _{3min} , не менее	Длина переходной части l ₄			Диаметр d ₀	Глубина l ₀				
102	101,6	8 9 10	85,6 83,6 81,6	114,30	145	65	140	204	117,5	3	7	18,5 20,4 22,4	4,5	~9,0
114	114,3	8 9 10 11	98,3 96,3 94,3 92,3	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	20,9 23,3 25,7 28,0	5,0	~11,0
140	139,7	8 9 10 11	123,7 121,7 119,7 117,7	154,00	145	65	185	215	157,2	3	8	26,0 29,0 32,0 35,0	7,0	~15,0

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см³. 2. На внутренней полости участка высадки (l_{3min} + l₄) допускается технологическая конусность до 6 мм, т.е. размер d₁ может быть больше размера d на 6 мм.

Таблица 5.4

Размеры (в мм) труб с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка					Масса, кг	
				Диаметр прохода d ₁ (предельное отклонение ±1,5)	Наружный диаметр D _{бmin}	Длина механической обработки L _{min}	Длина до переходной части l _{min}	Длина высадки l ₁	1 м гладкой трубы	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов
С высаженными внутрь концами										
89	89,0	9	71,0	57	89,9	150	145	—	17,8	3,9
		11	67,0	54					21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	—	20,4	5,1
		10	81,6	66					22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	78	115,2	160	155	—	23,3	7,3
		10	94,3	76					25,7	7,1
		11	92,3	74					28,0	6,9
		9	109,0	92	130,2	160	155	—	26,2	7,8
127	127,0	10	107,0	90					28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	—	29,0	11,0
		10	119,7	100					32,0	10,2
		11	117,7	100					35,0	9,2
С высаженными наружу концами										
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	—	155	14,2	3,7
		11	51,0	48,0					16,8	
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	—	155	17,8	4,5
		11	67,0	64,0					21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	—	165	20,4	5,7
		10	81,6	78,6					22,4	

114	114,3	9	96,3	93,3	130,2	160	—	165	23,3	7,9
		10	94,3	91,3					25,7	
		11	92,3	89,3					28,0	

Пр и м е ч а н и я: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/м³. 2. Размер D_{6min} указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min}.

данного типоразмера труб. На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб типа 2 допускаются следы исправления дефектов и отдельные пологие незаполнения металлом глубиной до 2–3 мм, шириной до 20 мм и протяженностью по окружности до 25–50 мм (меньшие размеры для труб диаметром 60–102 мм, большие — для труб диаметром 114–140 мм).

Профиль резьбы труб типов 1, 2 и муфт к ним (рис. 5.11) имеет следующие размеры:

Шаг резьбы $\hat{e}$, мм.....	3,175
Глубина резьбы h_1 , мм.....	$1,810^{+0,05}_{-0,10}$
Рабочая высота профиля h , мм.....	1,734
Радиусы закругления, мм:	
r	0,508
r_1	0,432
Зазор z , мм.....	0,076
Угол уклона φ	$1^{\circ}47'24''$
Конусность $2\text{tg}\varphi$	1:16

Примечания: 1. Шаг резьбы должен измеряться параллельно оси резьбы трубы и муфты. 2. Размеры r и r_1 приведены в качестве справочных для проектирования разбонарезного инструмента.

Соответствующие размеры резьбовых соединений бурильных труб типов 1, 2 приведены на рис. 5.12.

Профиль трапецидальной резьбы труб типов 3, 4 и их резьбовые соединения приведены соответственно на рис. 5.13 и 5.14.

К высаженному концу труб ВК, НК предъявляются следующие требования.

Торец трубы должен быть перпендикулярен к оси резьбы. Неперпендикулярность не более 0,06, неплоскостность — не более 0,1 мм. Оси резьбы и конического стабилизирующего пояска должны совпадать. Допустимое отклонение от соосности не более 0,04 мм. Разностенность в плоскости торца трубы должна быть не более: 4 мм для труб диаметром 73 мм; 4,5 мм для труб диаметром 89, 102 мм; 5 мм для остальных диаметров труб 114, 127, 140 мм. Поверхности конического стабилизирующего пояска и торца трубы должны быть гладкими, без заусенцев, рванин и других дефектов. На наружной поверхности высаженной части трубы, подвергающейся механической обработке, допускается выполнять переход с конического стабилизирующего пояска на цилиндрическую поверхность под углом не более 15° к оси трубы. Место перехода механически обработанной поверхности трубы к необработанной поверхности наружного диаметра посадки

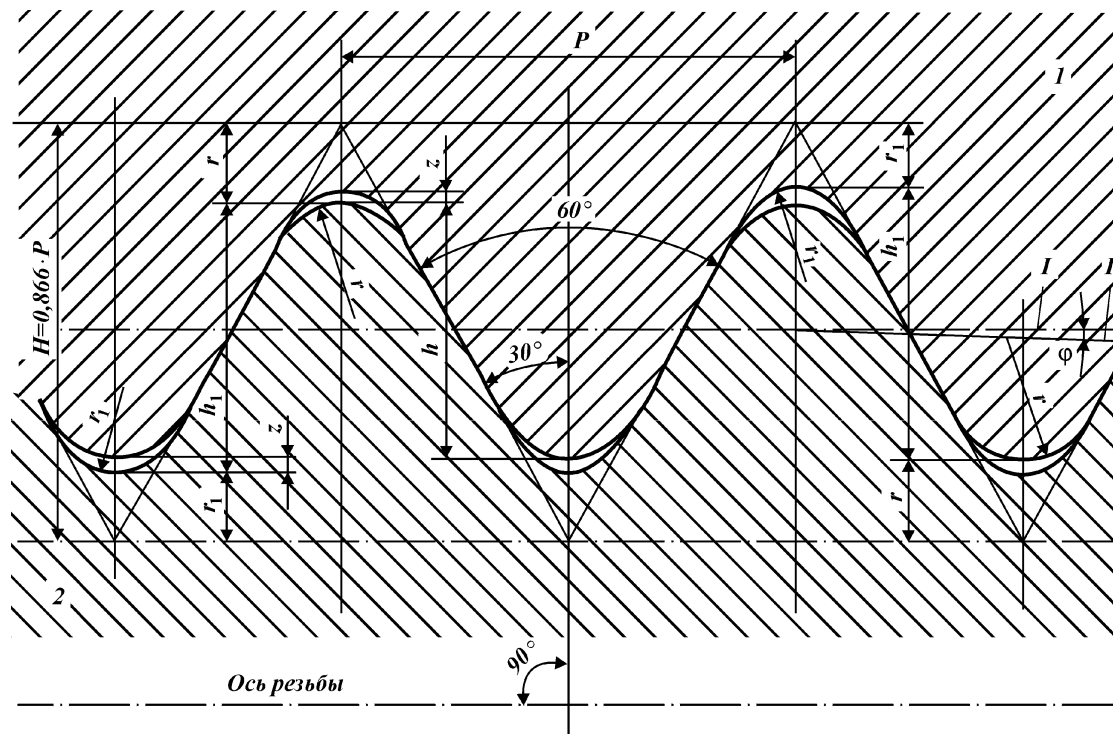


Рис. 5.11. Профиль резьбы бурильных труб типов 1, 2 и муфт к ним с треугольной резьбой:
 1 – муфта; 2 – труба; I – линия, параллельная оси резьбы; II – линия среднего диаметра резьбы

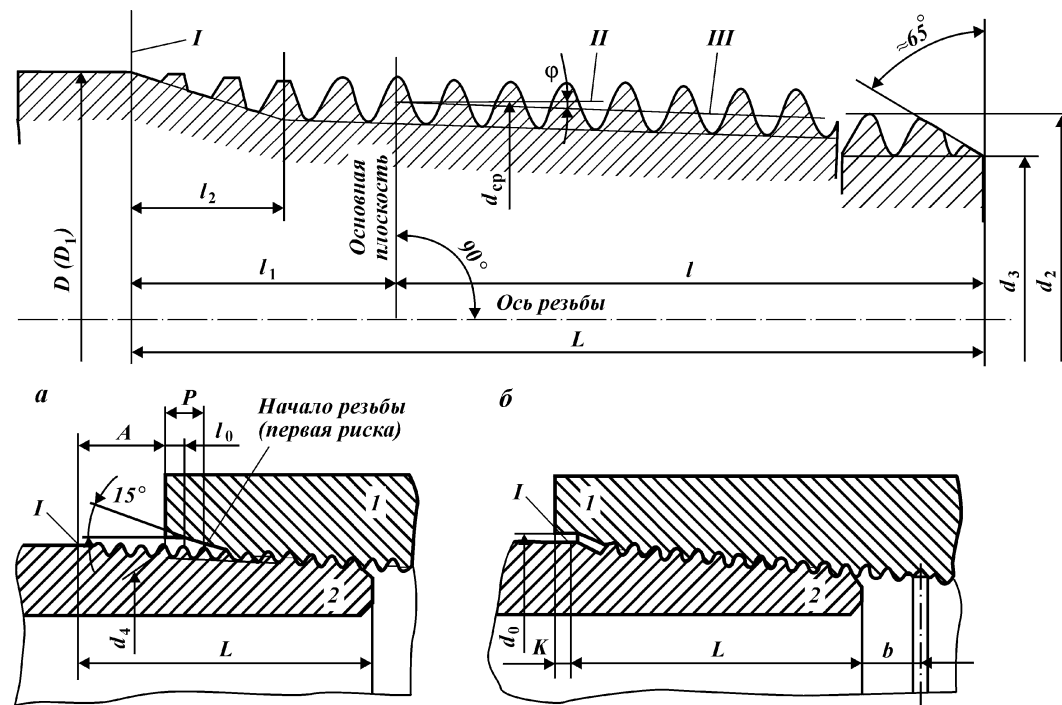


Рис. 5.12. Резьбовое соединение бурильных труб типов 1, 2:

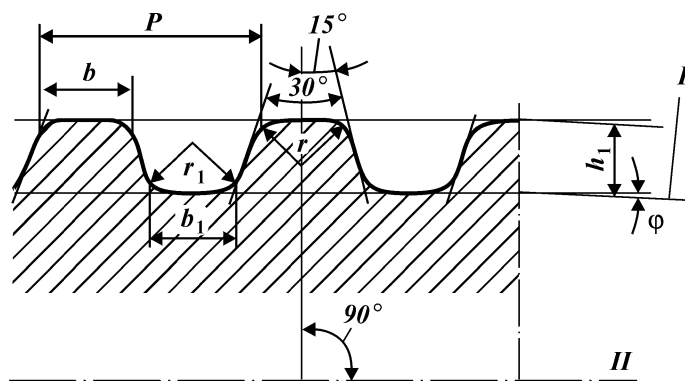


Рис. 5.13. Профиль трапецеидальной резьбы труб типов 3, 4:
I — линия, параллельная оси резьбы трубы; II — ось резьбы трубы

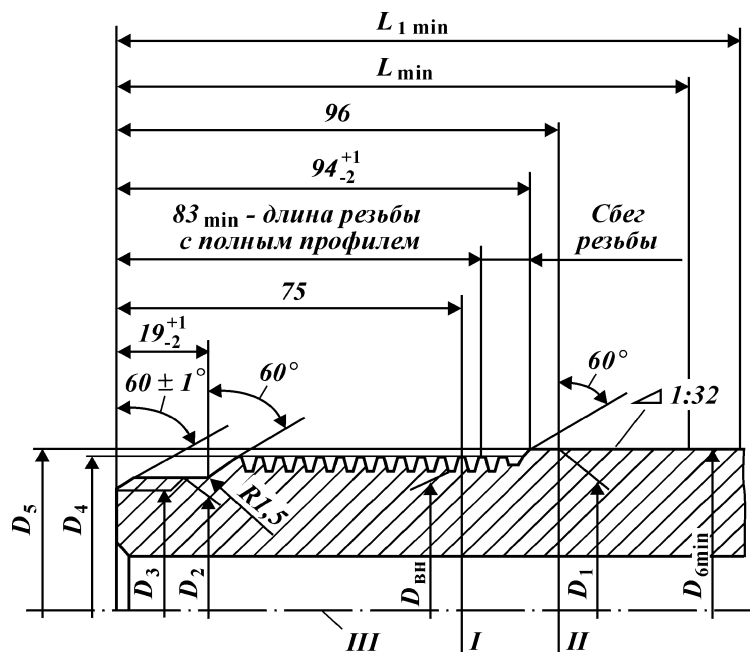


Рис. 5.14. Резьбовое соединение буровых труб типов 3, 4:
I — основная плоскость; II — расчетная плоскость конического стабилизирующего пояса; III — ось резьбы

допускается выполнять под углом не более 15° к оси трубы. Наружный диаметр высадки должен допускать прохождение гладкого калибра-кольца диаметром на 2,5 мм меньше диаметра высадки.

Трубы и муфты в зависимости от групп прочности изготавливаются из углеродистых (сталь марки 45) и легированных сталей марок 38ХНМ, 36Г2С, 35Г2СВ и др. Трубы групп прочности К, Е изготавливаются из легированных сталей путем нормализации с отпуском или из углеродистых сталей (закалка, отпуск) группы прочности Л, а трубы групп прочности выше Л (М, Р) — из легированных сталей (закалка — отпуск).

Трубы и муфты должны изготавливаться из сталей групп прочности, приведенных в табл. 5.5.

Муфты для труб типов 1, 2 диаметром 114 мм и менее должны изготавливаться из сталей группы прочности с более высокими механическими свойствами. По соглашению изготовителей и потребителя допускается изготовление труб и муфт одной группы прочности.

Трубы диаметром выше 114 мм и муфты к ним изготавливаются одной группы прочности.

На каждой бурильной трубе на расстоянии 0,4–0,6 м от ее конца наносится маркировка клеймами: номер трубы, группа прочности, толщина стенки, наименование или товарный знак завода-изготовителя, месяц и год выпуска.

Таблица 5.5

Механические свойства материала труб и муфт

Показатель	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_{\text{в}}$, МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести $\sigma_{\text{т}}$, МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980
Относительное удлинение δ , %, не менее	16	12	12	12	12	12	12
Относительное сужение после разрыва ψ , %, не менее	12	10	10	10	10	10	10
Ударная вязкость КСV, Дж/м ² , не менее	40	40	40	40	40	40	40
	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	29,4	29,4

Примечания: 1. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем. 2. При переводе плавков из группы прочности К в Д в маркировке и сопроводительном документе должны быть указаны обе группы.

Клеймо должно быть обведено светлой краской. На каждой муфте должен быть выбит товарный знак завода-изготовителя. Все клейма на трубе и муфте наносятся вдоль образующей. Рядом с клеймами на каждой трубе вдоль образующей наносится маркировка устойчивой светлой краской.

5.3. ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ

Замки для бурильных труб служат для соединения в колонны бурильных труб типов 1–4. Замок состоит из двух деталей — ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки для бурильных труб изготавливаются по ГОСТ 5286–75 пяти типов (табл. 5.6). Замки изготавливаются: правые с правой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой и левые с левой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой.

Основные размеры и масса замков должны соответствовать указанным в табл. 5.7.

Пример условного обозначения замков с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром 108 мм с правой (ЗН-108 ГОСТ 5286–75) и левой (ЗН-108Л ГОСТ 5286–75) резьбой.

Таблица 5.6

Типы бурильных замков

Обозначение типов	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Таблица 5.7

Основные размеры (в мм) замков

Типоразмер замка	Диаметр труб по ГОСТ 631–75		Замковая резьба	D	L	Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	—	3-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	—	3-76	95	431	16
ЗН-108	89,0	—	3-88	108	455	20
ЗН-113	89,0	—	3-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	—	3-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	—	3-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	—	3-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	—	3-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	—	3-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	—	3-108	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	3-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	—	3-147	178	573	61
ЗШ-203	168,3	—	3-171	203	603	73
ЗУ-86	—	60,3	3-73	86	404	15
ЗУ-108	—	73,0	3-86	108	431	20
ЗУ-120	—	89,0	3-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	3-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	3-133	155	526	39
ЗУ-185	—	139,7	3-161	185	553	53
ЗУК-108	—	ТБНК-73	3-86	108	431	17
ЗШК-113	ТБВК-89	—	3-101	118	454	22
ЗШК-133	ТБВК-102	—	3-108	133	506	32
ЗШК-178	ТБВК-140	—	3-147	178	573	61
ЗУК-120	—	ТБНК-89	3-102	120	468	20
ЗУК-146	ТБВК-114	ТБНК-102	3-122	146	506	36
ЗУК-155	ТБВК-127	ТБНК-114	3-133	155	536	38

Примечания: 1. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется. 2. Обозначение замковой резьбы состоит из буквы З и целого значения большего диаметра основания конуса ниппеля.

Технические требования к замкам

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543–71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа	882
Предел текучести σ_T , МПа	735
Относительное удлинение δ , %	10
Относительное сужение ψ , %	45
Ударная вязкость КСV, кДж/м ²	686
Твердость по Бринеллю НВ	285–341

При необходимости получения более высоких механических свойств (σ_B , σ_T) рекомендуется использовать замки размером свыше 120 мм из стали марок 40ХМ1ФА и 38ХНЗМФА ($\sigma_T = 882 \pm 1078$ МПа).

На наружной и внутренней поверхностях замка не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Поверхности упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты должны быть гладкими, без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов. Маркировка на этих поверхностях не допускается. Отклонения от перпендикулярности упорных торцов ниппеля и муфты к оси замковой резьбы не должны быть более 0,10 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих поверхностей — не более 0,07 мм.

Отклонения от перпендикулярности торцов к оси резьбы профиля ТТ не должны быть более 0,06 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих торцов — 0,06 мм.

Замковая резьба, резьба профиля ТТ и трубная резьба треугольного профиля должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, прочность и герметичность резьбы.

Несоосность осей замковой и трубной резьбы должна быть не более 0,06 мм в плоскости торца и 1,75 мм на длине 1 м. Несоосность осей конической выточки замковой резьбы и цилиндрической выточки трубной треугольной резьбы не должна быть более 0,6 мм. Несоосность осей резьбы профиля ТТ и конической расточки концов замков ЗШК, ЗУК, предназначенных для соединения с трубами, не должна быть более 0,04 мм.

На ниппелях и муфтах протачивается поясok для маркировки, а на левых замках — второй опознавательный поясok. Правые и левые ниппели и муфты замков ЗУ-120, ЗУ-155, ЗУК-120 и ЗУК-155 должны иметь опознавательную лунку. Замок ЗУК-155 заменен на ЗУК-162 (по ТУ 26-02-1026—86).

На ниппеле и муфте каждого замка на поясах для маркировки должна быть нанесена маркировка: товарный знак завода-изготовителя, типоразмер замка, дата выпуска (месяц, год), ГОСТ 5286—75.

Резьба замков, поверхности конических расточек и упорные уступы (торцы) для предохранения от коррозии покрываются смазкой по ГОСТ 9.014—78. Резьба и упорные торцы при транспортировке должны быть предохранены от повреждений.

Каждая партия замков, а также ниппелей и муфт сопровождается документом, удостоверяющим их соответствие ГОСТ 5286—75.

Для повышения износостойкости и прочности применяются высокопрочные замки ЗШК-178В с пределом текучести 980 МПа, с резьбой повышенной износостойкости МК148×7,257×1:6 – ЗШК-178М (ТУ 26-02-989 – 84).

5.4. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ

Трубы бурильные с приваренными замками выпускаются по ТУ 14-3-1293 – 84 и по ТУ 14-3-1187 – 83. Условное обозначение труб по ТУ 14-3-1293 – 84: ПК114×8,56; ПК127×9,19.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ 14-3-1293 – 84 должны соответствовать указанным на рис. 5.15 и в табл. 5.8.

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки. На поверхности труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин.

Механические свойства труб после высадки и термообработки должны соответствовать указанным в табл. 5.9.

Размеры труб по ТУ 14-3-1187 – 83 приведены на рис. 5.16 и в табл. 5.10.

Механические свойства труб должны соответствовать группе прочности Д. Наружная и внутренняя поверхности высаженной части труб и места перехода от высаженной части к гладкой части труб не должны иметь резких уступов и складок; переход от высаженной части к гладкой должен быть плавным по всей длине. На внутренней поверхности высаженной части труб (до приварки замков) на длине 40 мм от торца незаполнение металлом не допускается; на длине более 40 мм допускается одно пологое незаполнение металлом шириной не более 40 мм.

Наружная поверхность высаженных концов труб перед приваркой должна подвергаться обработке с целью удаления облоя; торцы труб должны быть механически обработаны.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекося осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Зона сварного соединения после удаления наружного и внутреннего грата необходимо подвергать термообработке.

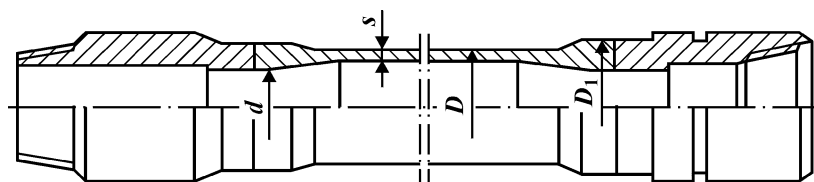


Рис. 5.15. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1293-84

Рис. 5.16. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1187-83

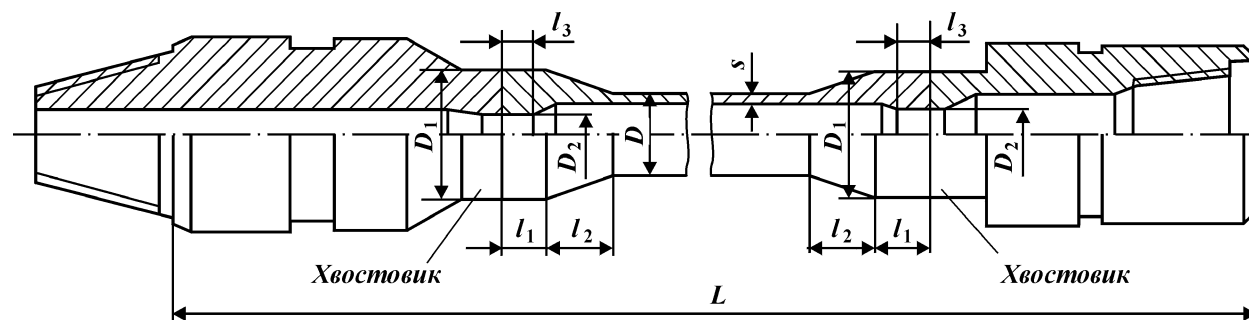


Таблица 5.8

Размеры (в мм) труб с приваренными замками

Условный наружный диаметр трубы	Наруж- ный диаметр D	Толщина стенки S	Наруж- ный диа- метр вы- садки D ₁	Внутрен- ний диа- метр вы- садки d	Теоретическая масса, кг	
					1 м гладкой трубы	увеличе- ние массы трубы за счет вы- садки обоих концов
73	73,0	9,19	81,0	50,8	14,48	2,8
89	88,9	9,35	98,4	65,1	18,34	4,63
102	101,6	8,38	106,4	68,3	19,26	4,0
114	114,3	8,56	119,1	76,2	22,31	3,95
114	114,3	10,92	119,1	69,8	27,84	7,99
127	127,0	9,19	130,2	88,9	26,71	7,63
127	127,0	12,70	130,2	76,2	35,79	6,99

Таблица 5.9

Механические свойства металла труб

Группа прочности	Временные сопротив- ления разрыву, МПа	Предел текучести, МПа, не менее	Относите- льное удлинение, %, не менее	Ударная вязкость, кДж/м ³ , не менее	Относите- льное су- жение по- сле разрыва, %, не менее
Д	655	379	16	690	50
Е	689	516	14	690	50
Л	723	655	14	690	50
М	792	723	12	690	45
Р	999	930	12	690	45

Грат при сварке должен быть полностью удален с наружной и внутренней поверхностей.

Требования к прямолинейности труб, проверке химического анализа, проверке механических свойств стали, к испытанию на растяжение и сплющивание приведен в ГОСТ 631 – 75.

Временное сопротивление разрыву сварного соединения и твердость в зонах сварного шва и термического влияния должны быть проверены на одной трубе из партии.

Результатом испытания считается среднеарифметическое значений, полученных при испытании трех образцов от каждого конца. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10 % ниже нормативного требования.

Замки (ниппели и муфты) для приварки к трубам по ТУ 14-3-1293 – 84 изготавливаются по ТУ 39-10-082 – 84, а к трубам по ТУ 14-3-1187 – 83 согласно ТУ 26-02-964 – 83.

Таблица 5.10

Размеры (в мм) труб с комбинированной посадкой

Условный наруж- ный диаметр	Наруж- ный диаметр	Толщина стенки S	Высаженная часть трубы				
			наруж- ный диаметр D ₁	внут- ренний диаметр D ₂	длина цилинд- ричес- кой части l ₁	длина пере- ходной части l ₂	длина цилинд- ричес- кой части l ₃
114	114,3	9	123	92	30	25	30
127	127	9	135	104	30	25	30
Предель- ное отк- лонение	±1,0 %	– 12,5 %	±1	±1	—	—	—

Продолжение табл. 5.10

Условный наруж- ный диаметр	Длина готовой трубы после приварки зам- ков L	Расчетная масса, кг		
		1 м гладкой трубы	увеличение массы трубы вследствие высадки концов	комплекта замков
114	12700	23,3	6,8	51,5
127	12700	26,2	7,0	62,5
Предель- ное отк- лонение	– 900	—	—	—

Примечание: 1. Допускается увеличение наружного диаметра гладкой части трубы до 1 мм за высаженной частью на длине 125 мм. 2. Допускается поставка труб длиной 8700 – 700 мм в количестве не более 20 % от заказа.

Для труб групп прочности Д и Е допускается изготовление замков из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286–75. Замки к трубам по ТУ 14-3-1187–83 выпускаются по ТУ 26-02-964–83.

Требования к замковой резьбе, допускаемым отклонениям элементов, чистоте поверхности, методам контроля должны соответствовать ГОСТ 5286–75. Правила приемки и методы испытаний замков также должны соответствовать требованиям ГОСТ 5286–75.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286–75.

На наружной цилиндрической поверхности нипеля и муфт допускаются местные черновины от окалины, на внутренней поверхности черновины допускаются местные увеличения диаметра до 3 мм и не более 1 мм на участке

резьбы. Разностенность ниппеля в плоскости торца малого основания конуса замковой резьбы не должна превышать 1,5 мм для замков ЗП–114 и 2,0 мм для замков ЗП–127 мм.

Перекося осей замковой резьбы и наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должен быть больше 1,75 мм на длине 1 мм.

Несоосность наружной и внутренней поверхностей хвостовика муфты или ниппеля относительно наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должна превышать 0,4 мм в плоскости торца.

На торцах хвостовиков окалина не допускается. Средний ресурс до списания 500 циклов свинчивания-развинчивания. Каждая партия замков поставляется комплектно, резьба замковая покрывается антикоррозионной смазкой (например, К-17, по ГОСТ 10877–76).

Партия замков сопровождается сертификатом, удостоверяющим соответствие качества замков требованиям технических условий. Замковые детали подвергаются проверке механических свойств — на растяжение и ударную вязкость. Испытание на растяжение производится по ГОСТ 10006–80, а испытание на ударную вязкость по ГОСТ 9454–78.

Эксплуатация замков должна вестись согласно инструкции по эксплуатации. В процессе эксплуатации допускается до трех ремонтов замковой резьбы.

5.5. ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) применяются в структурном, разведочном и эксплуатационном бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

Выпускаются ЛБТ сборной конструкции (рис. 5.17, *а*) гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также для компоновки низа бурильной колонны с увеличенной толщиной стенки. ЛБТ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением изготавливаются в соответствии с ГОСТ 23786–79; ГОСТ 23786–79

ТБ — с внутренними утолщениями (рис. 5.17, *б*);

ТБП — с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис. 5.18).

Размеры ЛБТ с внутренними концевыми утолщениями, поставляемых без резьбы, приведены в табл. 5.11.

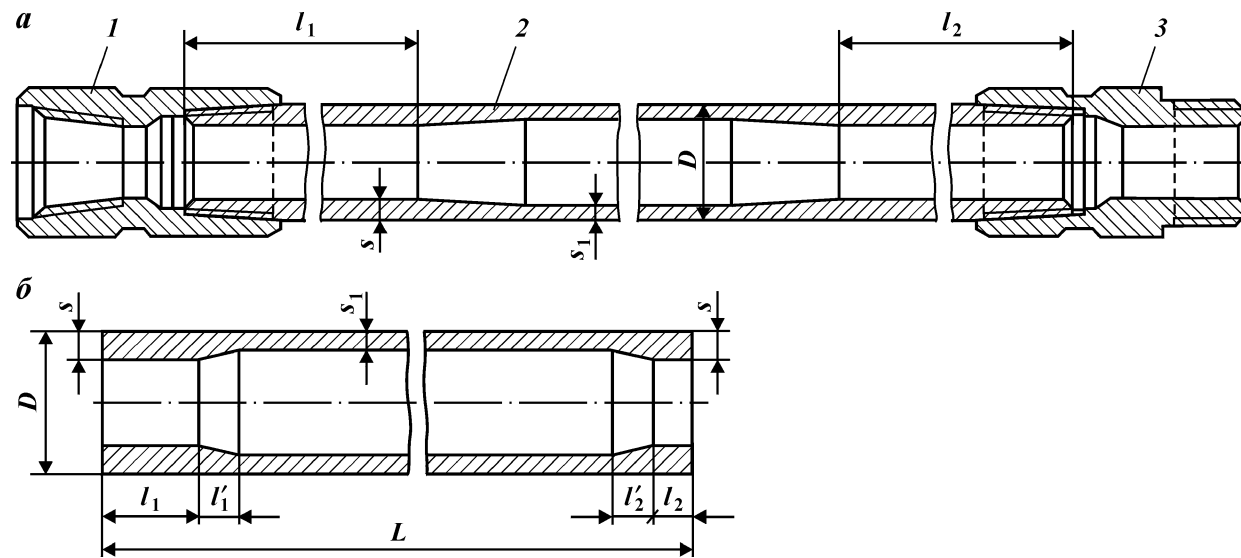


Рис. 5.17. Труба легкосплавная:

$\#$ – сборной конструкции; $\cdot$ – труба с внутренними утолщениями; 1 – муфта; 2 – труба; 3 – ниппель

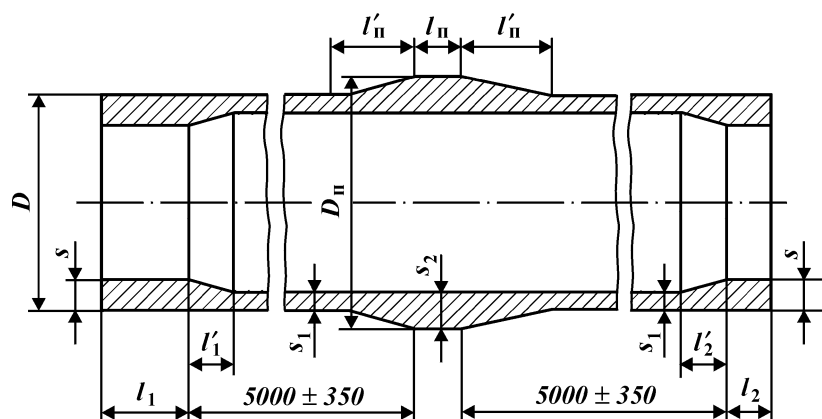


Рис. 5.18. Труба с внутренними и наружными протекторными утолщениями

Таблица 5.11

Размеры (в мм) труб без резьбы с внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр D		Толщина стенки концевого утолщения		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0,1 \pm \pm s_1$	Длина концевого утолщения	
номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение		l_{1-50}^{+200}	l_{2-50}^{+100}
54	$\pm 0,6$	13	+1,3	7,5	150	150
64 73 90	+1,5 -0,5		+1,5 -1,0	8,0	200	200
103	+1,5 -1,0	16	+2,0 -1,0	9,0	250	250
108		25	+2,5 -1,5		1000	

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями, выпускаемых с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками, приведены в табл. 5.12, а труб с протекторным утолщением — в табл. 5.13.

По согласованию с потребителем допускается изготовление труб без резьбы и замков. Номинальная длина труб без протекторного утолщения: диаметром 54 мм — 4,5 м, 64 мм — 5,3 м, от 64 до 110 мм — 9,0 м и свыше 110 мм — 12,0 м. ЛБТ с протекторным утолщением поставляются длиной 12 м всех диаметров. Отклонения по длине +150 мм —

Таблица 5.12

Размеры (в мм) труб с навинченными замками и внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр $D_{-1,0}^{+2,0}$	Толщина стенки утолщения s		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0,1s_1$	Длина концевого утолщения	
	номинальная	предельное отклонение		l_{1-50}^{+200}	l_{2-50}^{+100}
114	15	$+2,0$ $-1,0$	$\frac{10}{9}$	1300	250
129	17	$+2,5$ $-1,5$	11	1300	250
147	15	$+2,0$ $-1,0$	9		
	$\frac{17}{20}$	$+2,5$ $-1,5$	$\frac{11}{13}$		
	$\frac{22}{24}$	$+2,8$ $-1,7$	$\frac{15}{17}$		

Таблица 5.13

Размеры (в мм) труб с протекторным утолщением

Наружный диаметр $D_{-1,0}^{+2,0}$	Диаметр протекторного утолщения $D_{п-2,8}^{+3,0}$	Толщина стенки			Длина утолщения		Длина протекторного утолщения $l_{п}^{\pm 5,0}$
		концевого утолщения $s_{-1,0}^{+2,5}$	основного сечения $s_1 + 0,1s_1$	протекторного утолщения $^{+0,15}_{-0,2}$	l_{1-50}^{+200}	l_{2-50}^{+100}	
129	150	17	11	21,5	1300	250	300
147	172		13	23,5			
170	197			24,5			
170	197			26,5			

200 мм. Допускается 5 % труб в партии с предельным отклонением по длине $+300$ мм, -350 мм.

ЛБТ изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 (табл. 5.14) с химическим составом по ГОСТ 4784–74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Д16Т) (табл. 5.14). Механические свойства труб нормальной прочности при растяжении должны соответствовать следующим требованиям:

Наружный диаметр, мм.....	54–120	>120
Временное сопротивление, δ_B , МПа, не менее.....	392	421
Предел текучести δ_T , МПа, не менее.....	255	274
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее.....	12	10

Кривизна на средней трети длины трубы не должна превышать 1,5 мм на 1 м, а на остальных участках, исключая

Таблица 5.14

Характеристика труб из сплава Д16Т

Параметр	Наружный диаметр труб, мм											
	64	73	90	114	129		147				170	
	Толщина стенки тела трубы s, мм											
	8	9	9	10	9	11	9	11	13	15	17	11
Площадь сечения, см ² : тела трубы канала в теле трубы	14,1 18,1	18,1 23,7	22,5 42,7	32,6 69,4	33,9 96,6	40,8 90,0	39,0 130,6	47,0 122,7	54,7 114,9	62,1 107,4	69,5 100,2	54,9 171,9
Растягивающая нагрузка, кН:												
допустимая	390	500	650	1170	1210	1460	1070	1290	1500	1710	1910	1510
предельная	460	600	750	153	159	1920	1390	1680	1950	2170	2430	1980
Внутреннее давление, МПа:												
допустимое	55	54,2	43	38,5	30,7	37,5	27	33	39	45	50,9	28,5
предельное	71,4	70,5	60	51,5	41,5	50,5	36,5	44,5	52	59,3	66,5	38,5
Внешнее допустимое давление, МПа	57,5	47	50	30	20,5	29,5	14	24	32	38	42	17,5
Крутящий момент, Н·м:												
допустимый	4840	7100	12500	21500	26180	30500	34900	40900	46350	51340	55800	56400
предельный	5750	8450	14900	25550	31100	36250	41500	48650	55150	61000	66350	67100
П р и м е ч а н и е . Предельная нагрузка допускается в аварийной ситуации.												

протекторное утолщение и места переходов от основного сечения трубы к утолщениям — 1,3 мм.

На наружной и внутренней поверхностях труб не допускаются раковины, трещины, расслоения, неметаллические включения, пятна коррозионного происхождения. Не допускаются плены, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запрессовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки. Допускаются цвета побежалости, темные и белые пятна и следы технологической смазки.

На наружной поверхности протекторного утолщения и в местах переходов к нему не допускаются продольные расслоения глубиной до 2 мм, определяемые контрольной зачисткой. В месте перехода от утолщения к основному сечению трубы допускается один кольцевой пережим при условии соответствия толщины стенки и внутреннего диаметра. При этом пережим не должен выводить наружный диаметр за предельные отклонения: +1,0 мм и –2,0 мм для труб диаметрами 54 и 64 мм; +2,5 и –5,0 мм для труб остальных диаметров.

Допускаются отслоения глубиной: от наружной поверхности не более 1,5 мм и от внутренней — не более 3,0 мм.

Длина переходных зон от концевой утолщения к основному сечению трубы должна быть не более 300 мм, а от протекторного утолщения до основного сечения трубы — не более 1800 мм.

Овальность и разностенность труб должны быть в пределах допусков по наружному диаметру и толщине стенки.

Несоосность протекторного утолщения с осью трубы предусматривается не более 7 мм.

Технические требования к замкам ЛБТ должны соответствовать ГОСТ 5286–75, а требования к трубной резьбе треугольного профиля — ГОСТ 631–75 (для труб 147 мм используется резьба труб 146 мм, по ГОСТ 632–80).

Условное обозначение трубы из алюминиевого сплава марки Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т), нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм — труба Д16Т147×11 ГОСТ 23786–79. То же, с протекторным утолщением — труба ПД16Т147×11 ГОСТ 23786–79.

С целью улучшения механических свойств труб используется сплав 01953Т1 с пределом текучести 490 МПа, а для работы в условиях повышенных температур — АК4Т1. Работа

Таблица 5.15

Характеристика беззамковых труб

Диаметр труб, мм	Масса 1 м труб, кг	Растягивающая нагрузка, кН		Давление внутреннее, МПа		Крутящий момент, кН·м	
		допустимая	предельная	допустимое	предельное	допустимый	предельный
146	16,5	1400	1680	29,5	44,5	25	30
127	11,4	1150	1400	35	52,0	20	25
108	13,1	830	1000	40	59,5	10	13
90	6,7	600	700	52	77,0	5	6

с трубами из сплава Д16Т1 при температуре выше 150 °С не рекомендуется.

По типу конструкции труб ВК типа 3 (ГОСТ 631–75) разработаны конструкции труб ЛБТВК — 103, 114, 129, 140, 147 мм. В соединении использована трубная трапецидальная резьба профиля ТТ (ГОСТ 631–75), соответствующая диаметрам стальных бурильных труб с коническими стабилизирующими поясками; для труб ЛБТВК-147 применена резьба ТТ138×5,08×1:32. Предел выносливости труб с резьбой треугольного профиля 29–32 Н/мм², для труб ЛБТВК-147 — 53 Н/мм². Высокопрочные замки ЗЛК-178В ($\sigma_r = 980$ МПа) и замки ЗЛК-178 изготавливают по ТУ 26-02-1001–85.

Кроме труб с навинченными замками изготавливают также трубы беззамковой конструкции, концы которых имеют значительное наружное утолщение, на которых нарезается замковая резьба. Прочность этих труб выше прочности труб сборной конструкции (табл. 5.15).

Стальные замки навинчивают на ЛБТ на специальном стенде с приложением определенного крутящего момента. Резьбу бурильных труб и замков тщательно очищают, промывают и обезжиривают. На резьбу бурильных труб наносят соответствующую смазку на основе эпоксидной смолы с наполнителями и вручную навинчивают замковые детали, подобранные по натягам (сумма натягов резьбы замка и трубы должна составлять 22–25 мм). Наибольший крутящий момент на шпинделе стенда — 25 кН·м. Применяется также навинчивание замков в нагретом состоянии. Замок предварительно нагревают до 380–400 °С; навинчивание на трубу осуществляют при одновременном охлаждении внутренней поверхности трубы водой.

5.6. УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются по ТУ 51-774–77 из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 0,8–1,2 м. Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147, ТУ 51-774–77 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой 3-147). Длина труб 6,0 м.

Утяжеленные бурильные трубы УБТС-2 (рис. 5.19 и табл. 5.16) изготавливают диаметрами 178, 203 и 229 мм.

Соединения ниппельного и муфтового концов труб выполняются с правой замковой резьбой, по ГОСТ 5286–75, а для диаметров 254, 273 и 299 мм – с резьбой 3-201, по ГОСТ 20692–75.

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачиваются зарезьбовые разгружающие канавки ЗРК. Применяются обкатка роликами и другие упрочняющие методы обработки.

Кривизна канала трубы относительно ее теоретической оси в середине трубы не должна превышать: 4,5 мм для труб диаметром 120 и 133 мм; 3,0 мм – 146 и 178 мм; 2,0 мм для труб остальных диаметров.

Биение наружной поверхности трубы относительно теоретической оси канала в середине трубы не должно превышать:

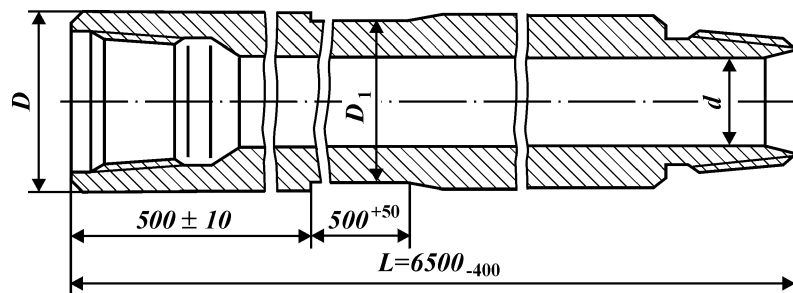


Рис. 5.19. Утяжеленная труба УБТС-2

Таблица 5.16

Размеры (в мм) сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр $D_{\pm 1}$	Резьба	Внутренний диаметр $d_{\pm 1,5}$	Диаметр проточки под элеватор D_1	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС2-120	120	3-101	64	102	63,5
УБТС2-133	133	3-108	64	115	84,0
УБТС2-146	146	3-121	68	136	103,0
УБТС2-178	178	3-147	80	168	156,0
УБТС2-203	203	3-161	80	190	214,6
УБТС2-229	229	3-171	90	195	273,4
УБТС2-254	254	3-201	100	220	336,1
УБТС2-273	273	3-201	100	220	397,9
УБТС2-299	299	3-201	100	245	489,5

6,0 мм для труб диаметром 120 и 133 мм; 4,0 мм — 146 и 178 мм; 2,0 мм для труб остальных диаметров.

При проверке биения на меньшем расстоянии от торцов труб допустимое биение пропорционально уменьшается.

Допускается холодная правка труб (без подогрева) диаметром 120, 133 и 146 мм до нарезания резьбы.

Разностенность тела трубы не должна превышать: 5,0 мм для труб диаметром 120, 133 и 146 мм; 3,5 мм для труб остальных диаметров.

Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм.

Утяжеленные бурильные трубы должны изготавливаться из стали марки 38ХНЗМФА, по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Предел текучести σ_t , МПа, не менее.....	735
Относительное удлинение σ_5 , %, не менее.....	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м ² , не менее.....	588
Твердость НВ	285—341

Допускается изготовление труб из других легированных сталей, например 40ХН2МА, с механическими свойствами после термообработки:

Предел текучести σ_t , МПа, не менее.....	637
Относительное удлинение σ_5 , %, не менее.....	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м ² , не менее.....	490
Твердость, НВ, не менее	255

На наружной и внутренней поверхностях труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин. Заварка и заделка дефектных мест не допускаются. Обнаруженные дефектные места на наружной поверхности могут

быть вырублены, при этом глубина вырубки не должна превышать 5 % номинальной толщины стенки, а протяженность вырубленных мест — 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном. Количество вырубленных мест должно быть не более двух в разных сечениях, вырубка должна быть тщательно зачищена и иметь пологие края.

На участке менее 400 мм от конца трубы вырубка не допускается.

По наружному диаметру труб допускаются проточки отдельных мест, требуемые технологией механической обработки труб, на глубину не более 1 мм и общей протяженностью не свыше 400 мм. Проточки должны заканчиваться плавными, без подрезов, переходами.

С целью предохранения от коррозии наружные поверхности каждой трубы должны быть окрашены.

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений. Не допускается наносить на них какие бы то ни было знаки маркировки.

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. Резьба должна быть фосфатирована.

Резьба, зарезьбовые канавки и поясok обкатываются роликом в соответствии с инструкцией ВНИИБТ.

На каждой трубе на расстоянии 0,4 мм от ее ниппельного конца должна быть нанесена маркировка: товарный знак или наименование предприятия-изготовителя, условное обозначение трубы, порядковый номер трубы, марка стали, порядковый номер плавки, длина трубы, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. Маркировка должна быть произведена четко клеймами. Все клейма должны быть выбиты вдоль образующей трубы и обведены светлой краской.

При транспортировании наружная и внутренняя резьба труб и упорные поверхности должны быть надежно защищены предохранительными пробками и кольцами.

При навинчивании пробок и колец резьба и упорные поверхности должны быть смазаны антикоррозионной смазкой.

Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие их качества требованиям технических условий, в котором указываются: дата выпуска, номера плавки, порядковые номера труб (от — до для каждой плавки), наружный и внут-

ренный диаметры, обозначения резьбы, длина труб, содержание серы и фосфора для труб каждой плавки, результаты механических испытаний металла труб.

При погрузке на автомобили трубы следует укладывать на бруссы и привязывать к ним цепью с двух сторон.

Перед разгрузкой труб необходимо установить, что предохранительные пробки и кольца находятся на месте и затянуты.

Трубы должны храниться на стеллажах уложенными в один ряд, причем расстояние от поверхности земли должно быть не менее 0,5 м, с тем чтобы уберечь их от влаги и грязи.

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные)

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные) диаметром 146, 178, 203, 219 и 245 мм поставляются по ТУ 14-3-385—79, а трубы (заготовки для УБТ) диаметром 73, 89, 108 мм — ТУ 14-3-839—79. Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкими по всей длине: 146×74×8000, 178×90×12 000, 203×100×12 000, 219×112×8000 и 245×135×7000 мм. Допускается поставка труб диаметром 146 мм, длиной 6 м и диаметром 203 мм, длиной 8 м до 30 % объема заказа, а диаметром 178 мм, длиной 8 м — до 10 %.

Размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. 5.17.

Таблица 5.17

Диаметр трубы, мм	Резьба	Отклоне- ние по длине, м	Отклоне- ние по кривиз- не, мм на 1 м длины	Минима- льная толщина стенки по резьбе ниппеля, мм	Масса 1 м труб, кг	Примеча- ние
146±4	3-121	±1	2	4	97,6	—
178±3	3-147	±1	2	7	145,4	—
203 ⁺³ ₋₂	3-171	±1	2	7	193,0	—
219 ⁺³ ₋₂	Без резь- бы	По ГОСТ 8732—78	3	—	225,1	Рекомен- дуется резьба 3-171
245±3	То же	По ГОСТ 8732—78	3	—	267,4	Рекомен- дуется резьба 3-201

Таблица 5.18

Механические свойства материала труб

Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, кДж/м ²
Д	637	373	16	40	392
К	686	441	12	40	392

Допуск по толщине стенки для труб диаметром 146, 178, 203 мм – минус 12,5 %. Внутренний диаметр (канал) трубы $d_{\text{кан}}$ контролируется шаблоном наружным диаметром, равным 10 мм. Разностенность труб диаметром 219, 245 мм в одном сечении не должна превышать 10 мм.

На поверхности труб не должно быть дефектов в виде плен, трещин, закатов, расслоений. Допускаются дефекты, обусловленные условиями производства, глубина залегания которых не должна превышать 12,5 % толщины стенки. На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается заправка дефектных мест.

Утяжеленные буровые трубы изготавливаются групп прочности Д и К.

Механические свойства металла труб после нормализации должны соответствовать данным, приведенным в табл. 5.18.

Утяжеленные буровые трубы (горячекатаные) рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в не сложных геологических условиях.

Утяжеленные буровые трубы с замками УБТСЗ

В некоторых случаях при бурении скважин с целью повышения износостойкости резьбы и прочности резьбового соединения, облегчения процесса ремонта применяют утяжеленные буровые трубы с замками с коническими стабилизирующими поясками (рис. 5.20). Замок УБТСЗ изготавливается высокопрочным с механическими свойствами, по ГОСТ 5286–75, из стали марок 40ХН, 40ХН2МА. Изношенный замок может быть легко заменен непосредственно на буровой с использованием установки, размещенной на автомобиле (трубы с замком собирают горячим способом).

ВНИИБТ разработаны конструкции УБТСЗ диаметром 146, 178, 203 и 229 мм. Трубы соединяются с замком при помощи

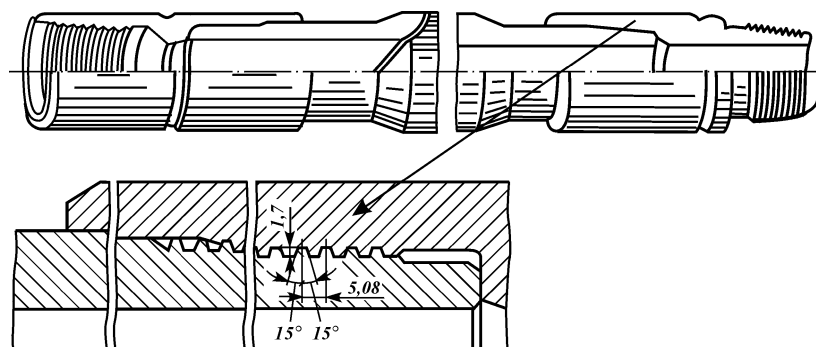


Рис. 5.20. Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ

трапецеидальной резьбы профиля ТТ. Отношение большего диаметра посадки к длине стабилизирующего пояса принято 1,1–1,5, а диаметра охватывающей детали (замка) к охватываемой детали (трубе) – 1,2.

Для повышения износостойкости и прочности резьбовых соединений и экономии легированных сталей применяют УБТ с приваренными высокопрочными концами. Приварка может быть выполнена дуговым методом под слоем флюса или контактной электросваркой. Резьбовые концы длиной 500–1500 мм изготавливают из легированной стали с механическими свойствами, по ГОСТ 5286–75, т.е. 3-102 вместо 3-101 и 3-122 вместо 3-121. Использование такого профиля повышает

Таблица 5.19

Тип резьбы	Конусность $2tg\phi$	Элементы профиля замковой резьбы						
		Высота теоретическая острого угольного профиля ϕ	Высота профиля h_1	Рабочая высота профиля h	Высота среза вершин l	Ширина среза вершин b	Радиус закругления вершин r	Зазор по вершинам z
МК	1:4	0,8615	0,5001	0,4278	0,2169	0,2507	0,1445	0,0724
	1:6	0,8640	0,5016	0,4290	0,2173	0,2514	0,1449	0,0725
	1:8	0,8649	0,5021	0,4294	0,2177	0,2517	0,1451	0,0726
СК-90	1:4	0,4922	0,3431	0,2990	0,0966	0,1933	0,1266	0,0442
	1:6	0,4965	0,3461	0,3016	0,0975	0,1950	0,1277	0,0446
	1:8	0,4980	0,3472	0,3025	0,0978	0,1956	0,1281	0,0447

Примечание. Приведенные значения необходимо умножить на шаг резьбы ϕ (при расчете истинных значений профиля).

на 20–30 % износостойкость и прочность резьбовых соединений.

Для повышения динамической прочности и износостойкости при бурении в особо тяжелых условиях рекомендуется применять профили резьб МК и СК-90 с увеличенным шагом 7 и 8 мм, основные размеры которых приведены в табл. 5.19. Так, износостойкость резьбы МК-90 с крупным шагом 8 мм повышается на 60–65 %, а предел выносливости — на 25 %.

Резьбу СК-90 с углом профиля 90° рекомендуется применять в нижней части колонны при роторном способе бурения.

5.7. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т.д. Для бурильных колонн изготавливают переводники следующих типов: П — переходные, М — муфтовые, Н — ниппельные.

В зависимости от соотношений диаметров замковых резьб на концах переводники каждого типа могут быть различной конфигурации: цилиндрической, ступенчатой.

Переводники каждого типа и исполнения изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Размеры резьбы и требования к ее качеству должны соответствовать ГОСТ 5286–75 для бурильных замков.

Переводники для бурильных колонн изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360–82Е. Указанный стандарт предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения (табл. 5.20, 5.21), (рис. 5.21).

В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а переводников с резьбами левого направления нарезки — буква Л.

Пример условного обозначения переводника типа М с резьбами 3-147/171: М-147/171 ГОСТ 7360–82Е. То же, типа П: П-147/171 ГОСТ 7360–82Е. То же, с резьбами левого направления нарезки: П-147/171–Л ГОСТ 7360–82Е.

Таблица 5.20

Переводники переходные

Перевод- ники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть буриль- ной колонны	
	Муфто- вый конец	Ниппель- ный ко- нец	L	D	верхняя	нижняя
П-76/88	3-76	3-88	395	113	ЗН-95	УБТ-108
П-86/66	3-86	3-66	356	108	ЗШ-108	Ловильный инструмент ЗУ-86
П-86/73	3-86	3-73	356	108		
П-86/76	3-86	3-76	369	108	УБТ-108	Турбобур-104
П-86/88	3-86	3-88	395	113	ЗШ-108	Ловильный инструмент УБТ-108
П-88/88	3-88	3-88	395	113	ЗН-108	Турбобур-127
П-88/101	3-88	3-101	420	118	УБТ-108	УБТ-146
П-88/121	3-88	3-121	500	146	ЗН-113	
П-101/88	3-101	3-88	420	118	ЗШ-118	Ловильный инструмент
П-101/117	3-101	3-117	500	140		
П-101/121	3-101	3-121	497	146		УБТ-146
П-102/88	3-102	3-88	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент
П-102/101	3-102	3-101	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент УБТ-146
П-102/121	3-102	3-121	496	146		
П-108/88	3-108	3-88	451	133	ЗШ-133	Ловильный инструмент ЗШ-118
П-108/101	3-108	3-101	459	133		Ловильный инструмент УБТ-146
П-108/102	3-108	3-102	465	133		
П-108/121	3-108	3-121	490	146		Долото-190; -215
П-117/121	3-117	3-121	457	146	Турбобур- 127; -195	УБТ-178
П-117/147	3-117	3-147	523	178	ЗН-140	ЗШ-108, ЗУ- 108
П-121/86	3-121	3-86	489	146	ЗШ-146	ЗШ-118 ЗУ-120 ЗШ-133
П-121/101	3-121	3-101	490	146		ЗШ-146
П-121/102	3-121	3-102	496	146		ЗУ-146
П-121/108	3-121	3-108	502	146		ЗУ-155
П-121/121	3-121	3-121	457	146	Ведущая бурильная труба	УБТ-178
П-121/122	3-121	3-122	469	146		УБТ-203
П-121/133	3-121	3-133	484	155		
П-121/147	3-121	3-147	524	178	УБТ-146	
П-121/161	3-121	3-161	537	203		
П-122/101	3-122	3-101	490	146	ЗУ-146	ЗШ-118 ЗУ-120
П-122/102	3-122	3-102	496	146		Ловильный инструмент УБТ-146
П-122/117	3-122	3-117	463	146		Ловильный инструмент УБТ-178
П-122/121	3-122	3-121	457	146		
П-122/133	3-122	3-133	484	155		
П-122/147	3-122	3-147	524	178		

Продолжение табл. 5.20

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	L	D	верхняя	нижняя
П-133/108	3-133	3-108	506	155	ЗУ-155	ЗШ-133
П-133/117	3-133	3-117	497	155		Ловильный инструмент
П-133/121	3-133	3-121	482	155		ЗШ-146
П-133/140	3-133	3-140	510	172		Ловильный инструмент
П-133/147	3-133	3-147	520	178	ЗШ-178	УБТ-178
П-147/121	3-147	3-121	516	178		ЗШ-146
П-147/133	3-147	3-133	524	178		ЗУ-155
П-147/140	3-147	3-140	510	178		Ловильный инструмент
П-147/147	3-147	3-147	517	178	Ведущая бурильная труба ЗШ-178	ЗШ-178
П-147/152	3-147	3-152	517	197		Ловильный инструмент
П-147/161	3-147	3-161	517	185		УБТ-203
П-147/171	3-147	3-171	521	203		УБТ-229
П-152/121	3-152	3-121	526	197	Турбобур-172; -195	Долото-245
П-161/147	3-161	3-147	517	185		Турбобур-215
П-161/171	3-161	3-171	538	229		УБТ-229
П-171/147	3-171	3-147	538	203		ЗШ-178
П-171/171	3-171	3-171	517	203	УБТ-229	Электробур-290
П-171/177	3-171	3-177	523	229		Долото-445
П-171/201	3-171	3-201	518	254		УБТ-254

Примечание. Цифры, стоящие после названия элементов бурильной колонны (УБТ, долото, турбобур), указывают значение их наружного диаметра в мм.

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН и по ГОСТ 4543—71 или из других никельсодержащих марок сталей со следующими механическими свойствами после термобработки:

Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа, не менее.....	882
Предел текучести σ_T , МПа, не менее	735
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	10
Относительное сужение ψ , %, не менее.....	45
Ударная вязкость КСV, кДж/м ²	685
Твердость НВ.....	285—341

На наружной цилиндрической поверхности каждого переводника протачивается поясok для маркировки шириной 10 мм и глубиной 1 мм. На переводниках исполнения цилиндрической конфигурации этот поясok находится посередине

Таблица 5.21

Переводники муфтовые и ниппельные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Верхний конец	Нижний конец	L	D	верхняя	нижняя
М-86/88	3-86	3-88	325	113	УБТ-108	Долото-132 – 187
М-108/88	3-108	3-88	366	133	УБТ-133	
М-121/88	3-121	3-88	398	146	УБТ-146	
М-121/117	3-121	3-117	356	146	УБТ-146	Долото-190
М-147/152	3-147	3-152	391	197	УБТ-178	Долото-245 – 295
М-171/152	3-171	3-152	400	229	УБТ-229	Долото-245 – 295
Н-147/152	3-147	3-152	550	197	ЗШ-178	Ловильный инструмент
Н-147/171	3-147	3-171	707	203		
Н-171/201	3-171	3-201	671	254	Турбобур-290	Долото-490

цилиндрической части; на переводниках ступенчатой конфигурации – на цилиндрической поверхности большого наружного диаметра на расстоянии 20 мм от переходной фаски.

На переводниках с левыми резьбами рядом с маркировочным пояском протачивается опознавательный поясок шириной 5 и глубиной 1 мм.

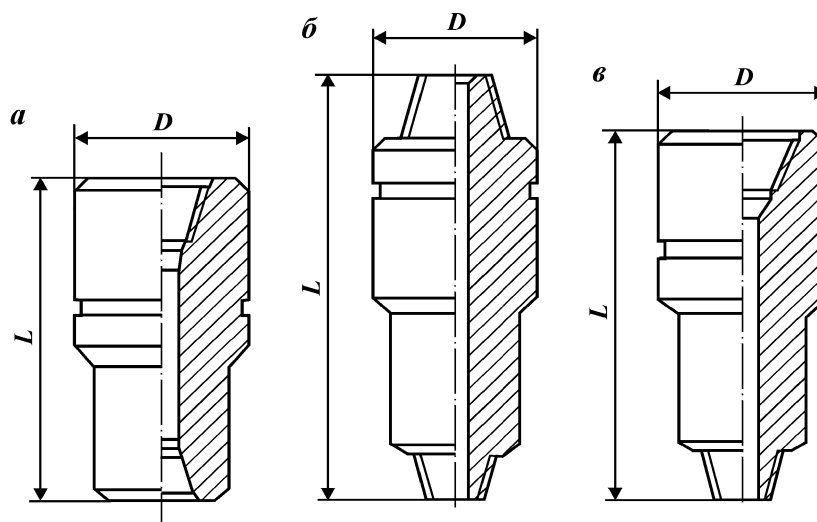


Рис. 5.21. Переводники для бурильных колонн ступенчатой конфигурации: # – муфтовый; · – ниппельный; – переходный

Технические требования к переводникам для бурильных труб, а также требования к ним в части правил приемки, методов испытаний, маркировки, упаковки, транспортирования и хранения идентичны соответствующим требованиям по ГОСТ 5286 – 75.

5.8. РЕЗИНОВЫЕ КОЛЬЦА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Для предохранения бурильных и обсадных колонн от истирания при бурении скважин используют резиновые кольца. Они работают в среде буровых промывочных растворов с добавками нефти при температуре до 150 °С.

Конструктивно резиновые кольца для бурильных труб могут быть выполнены разъемными или неразъемными. Отечественная промышленность выпускает резиновые кольца неразъемной конструкции по ГОСТ 6365 – 74.

Форма и размеры колец, предусмотренных указанным стандартом, даны в табл. 5.22 и на рис. 5.22.

Пример условного обозначения кольца типа А: кольцо А ГОСТ 6365 – 74.

По физико-механическим показателям резина для изготовления колец должна соответствовать следующим нормам:

Предел прочности при разрыве, МПа, не менее.....	17
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее.....	450
Относительное остаточное удлинение после разрыва, %, не более	27
Сопротивление раздиру, Н/см, не менее.....	490
Изменение массы при испытании на набухание в течение 24 ч при 20±5 °С в объемной смеси из 95 % бензина и 5 % бензола, %, не более.....	15
Изменение массы при испытании на набухание в течение 24 ч при 20±5 °С в нефтяной жидкости марки СЖР-1, %, не более.....	3
Коэффициент старения при 150 °С после 24 ч пребывания в нефтяной жидкости СЖР-1, не менее:	
по прочности	0,8
по относительному удлинению.....	0,5
Твердость по прибору ТМ-2, усл. ед.	55–65
Истираемость, см³/(кВт·ч), не более.....	200

Разработанные различными научно-исследовательскими организациями более совершенные разъемные конструкции колец пока еще не нашли в практике широкого применения.

Для надевания неразъемных резиновых колец на бурильные трубы применяют специальные пневмомашин. Кольцо непосредственно перед надеванием на трубу подогревают в горячей воде при температуре 80 – 90 °С в течение 10 – 15 мин.

Во избежание повреждения резиновых колец при надевании на трубы очищают заусенцы и острые кромки замков

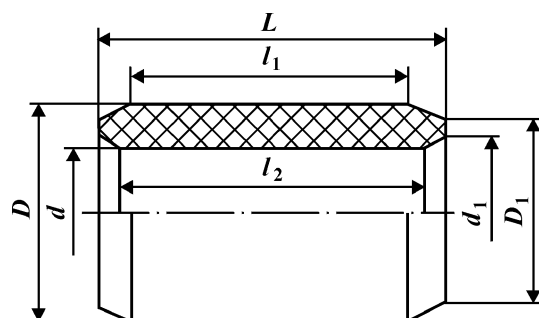


Рис. 5.22. Протекторное резиновое кольцо для бурильных труб

Таблица 5.22

Размеры (в мм) резиновых колец

Тип коль- ца	D	d	L	I ₁	I ₂	D ₁	d ₁	Размер бурильной трубы, для которой предназна- чается кольцо	Наружный диаметр кольца, надетого на трубу
				(справочные)					
А	90	50	155	135	149	85	56	73	115
Б	115	75	150	130	144	103	81	89	128
В	142	90	195	165	185	125	100	114	162
В ₁	150	95	195	165	185	132	105	114, 127	170
Г	165	100	200	170	190	147	110	140	200
Д	190	120	210	180	200	173	130	168	225

Для предотвращения перемещения колец по трубе используют клей или другие полимеризующиеся составы. Применение смазок, облегчающих надевание колец, не допускается.

Для предохранения колец от повреждения при работе обсадная колонна не должна иметь технических повреждений. Центрование буровой вышки и ротора относительно устья скважины при спускоподъемных операциях должно обеспечивать прохождение через ротор колец и замков бурильных труб без посадок и ударов.

5.9. ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Обратные клапаны для бурильных колонн предназначены для предотвращения газонефтеводопроявления пластов через бурильные трубы в процессе бурения. При бу-

рении скважины клапаны, установленные в колонне бурильных труб под нижним переводником ведущей трубы, работают в среде бурового промывочного раствора.

Серийное производство обратных клапанов для бурильных колонн осуществляется ПО "Азернефтемашремонт" по ОСТ 39-096—79, в соответствии с которым предусмотрено изготовление 10 типоразмеров клапанов, включающих: тип 1 — клапаны тарельчатые — КОБ Т (рис. 5.23, ‡), тип 2 — клапаны конусные с резиновыми уплотнениями — КОБ (рис. 5.23, ·), (табл. 5.23).

Клапаны могут изготавливаться с правыми или левыми замковыми резьбами.

Условное обозначение клапана: КОБ — клапан обратный

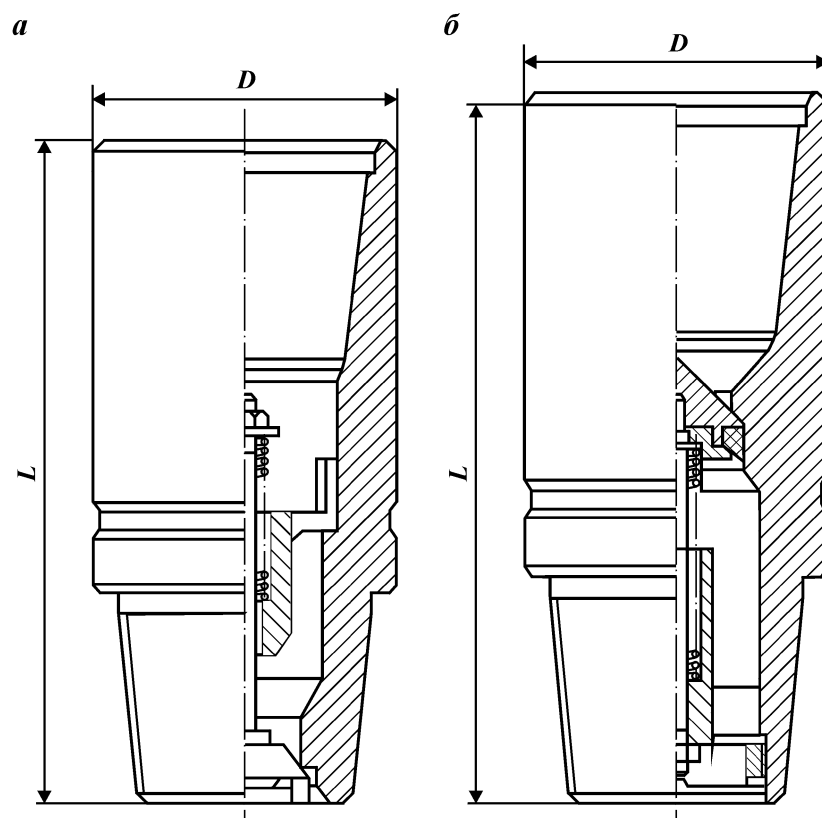


Рис. 5.23. Клапан обратный для бурильных труб

Таблица 5.23

Размеры клапанов (мм)

Типоразмер клапана	Условный диаметр труб (ГОСТ 631—75)		Замковая резьба (ГОСТ 5286—75)	Габариты		Масса, кг
	с высаженными внутри концами	с высаженными наружу концами		D	L	
КОБ Т80-3-66	60	—	3-66	80	240	8
КОБ Т95-3-76	73	—	3-76	95	260	9
КОБ Т108-3-88	89	73	3-88	108	270	12
КОБ Т120-3-102	—	89	3-102	120	290	25
КОБ Т133-3-108	102	—	3-108	133	310	32
КОБ 146-3-121	114	102	3-121	146	350	40
КОБ 155-3-133	127	114	3-133	155	375	43
КОБ 178-3-147	140	—	3-147	178	410	45
КОБ 185-3-161	—	140	3-161	185	430	55
КОБ 203-3-171	168	—	3-171	203	450	65

бурильный; Т — тарельчатый тип; двух- или трехзначное число — наружный диаметр клапана; двух- или трехзначное число с буквой З — условное обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—75, а в случае левой резьбы к обозначению замковой резьбы добавляется буква Л.

Примеры условного обозначения клапанов в технической документации или при заказе: клапана с наружным диаметром 108 мм тарельчатого типа — КОБ Т 108-3-88 ОСТ 39-096—79; клапана с наружным диаметром 178 мм конусного типа с резиновым уплотнением — КОБ 178-3-147 ОСТ 39-096—79.

Рабочее давление, выдерживаемое при запирании, для клапанов тарельчатого типа диаметрами 80—133 мм — 15 МПа, а для конусных клапанов с резиновыми уплотнениями диаметрами 146—203 мм — 35 МПа. Максимальная температура рабочей среды при эксплуатации клапанов — не более 100 °С.

Корпус клапана изготавливают из хромо-никелевой стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 с механическими характеристиками (после термообработки), аналогичными переводникам для буровых колонн.

Технические требования к конструкции клапана, правила приемки, методы контроля, а также требования по маркировке, упаковке, транспортированию и хранению приведены в ОСТ 39-096—79.

5.10. ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ

К числу опорно-центрирующих элементов относят: центраторы, стабилизаторы и промежуточные опоры.

Центраторы выполняются как с прямыми, так и со спиральными ребрами, обычно с наружным диаметром, равным диаметру долота.

Центраторы предназначены для управления искривлением скважины и располагаются от одного до трех в компоновке УБТ в зависимости от интенсивности искривления. Как правило, центраторы для предотвращения искривления скважины устанавливаются на длине УБТ до 25 м.

Основные технические требования к центраторам и стабилизаторам предусмотрены ОСТ 39-078 – 79.

Значительная длина УБТ приводит к искривлению труб в результате потери их устойчивости, что ухудшает передачу нагрузки на долото, приводит к неравномерному вращению колонны и породоразрушающего инструмента и др. Кроме того, значительная длина УБТ создает большую площадь контакта труб со скважиной, что способствует прихвату колонны под действием дифференциального давления.

С целью улучшения работы УБТ, повышения их устойчивости и ограничения площади контакта труб со стенками скважины применяют промежуточные опоры. Форма и размеры опор должны обеспечить ограничение поперечной деформации УБТ, вынос разбуренной породы, наименьший контакт со скважиной.

На рис. 5.24 изображена промежуточная опора квадратного сечения (ОП) конструкции АзНИПИнефти. Опоры для долот диаметром 139,7 – 212,7 мм изготавливают по ТУ 39-01-388 – 78 из стального проката; для долот диаметром 244,5 – 269,9 мм – по ТУ 39-146 – 75 из стального литья. Ребра опор армируются штырями из твердого сплава. Диаметр описанной окружности промежуточных опор примерно равен $0,95 D_{\text{дол}}$.

Ниже приводятся наибольшие поперечные размеры промежуточных опор и соответствующие диаметры долот.

Диаметр долота, мм.....	139,7 244,5	149,2 – 151 269,9	165,1	187,3 – 190,5	212,7 – 215,9
Наибольший размер опоры ϕ , мм.....	133 230	143 255	153	181	203

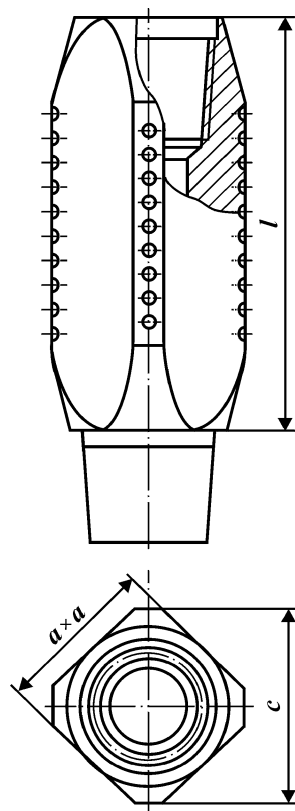
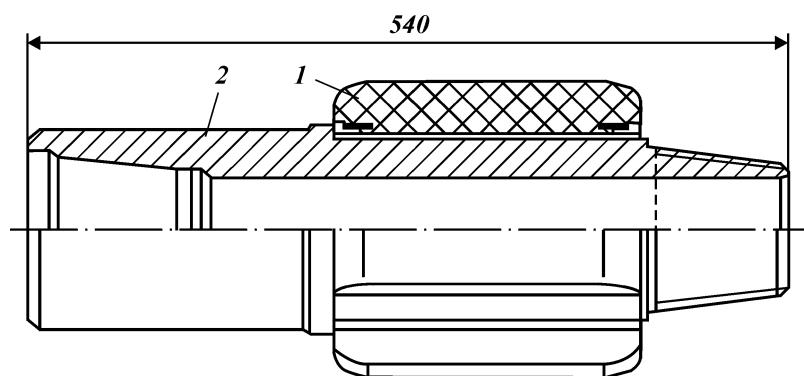


Рис. 5.24. Опора промежуточная квадратная (ОП)

Рис. 5.25. Стабилизатор упругий (СУ)



Промежуточные опоры устанавливаются на сжатом участке УБТ, если нагрузка на долото выше критической.

Расстояние между опорами может быть увеличено на 10 %; при бурении забойными двигателями расстояние принимается согласно табл. 5.24 для $n = 50$ об/мин.

Количество опор

$$m = \frac{10^3 Q - g Q_k}{a g q_0} - 1,$$

но при этом их должно быть не менее двух.

Здесь Q — нагрузка на долото, кН; Q_k — масса наддолотной части комплекта УБТ в КНБК, кг; g — ускорение силы тяжести, м/с²; q_0 — масса 1 м УБТ, кг.

Бурение с применением промежуточных опор (ОП) должно проводиться непосредственно после разбуривания башмака предыдущей промежуточной колонны. Если интенсивность искривления скважины малая, то бурить можно без наддолотной компоновки с центраторами, используя для этого только промежуточные опоры.

Опоры квадратного сечения изготавливаются ПО "Азербайтмашремонт".

Для борьбы с желобными выработками, ограничения площади контакта со скважиной и уменьшения искривления ствола применяется упругий стабилизатор (СУ) конструкции АзНИПИнефти. Стабилизатор (рис. 5.25) состоит из каркасной втулки 2, армированной резиной и свободно вращающейся на коротком полой вале 1, на обоих концах которого нарезана замковая резьба для присоединения к бурильной колонне. Поверхность втулки имеет желобчатую форму.

Наружный диаметр профильной втулки для работы с долотами диаметрами 215,9; 244,5; 269,9 мм соответственно равен 212, 241, 266 мм. Особенность упругого стабилизатора —

Таблица 5.24

Расстояние между промежуточными опорами $\pm$, м

Диаметр УБТ, мм	Частота вращения колонны, об/мин			
	50	90	120	150
108—114	20	16	13,5	12
121	22	16,5	14	13
133	23,5	17,5	15	13,5
146	25	18,5	16	14,5
169	31	21,5	18,5	17
178	33	23,5	21	19

вращение вала стабилизатора вместе с колонной при практически невращающейся втулке.

Устанавливается стабилизатор как в компоновке УБТ, так и на бурильной колонне. Выпускается упругий стабилизатор по ТУ 39-066 – 74 ПО "Азернефтемашремонт".

При бурении с долотами больших диаметров 295,3–393,7 мм для повышения устойчивости УБТ и ограничения поперечной деформации колонны используются промежуточные опоры (ОВ), состоящие из вала и вращающейся профильной втулки, изготовленной из алюминиевого сплава. Отношение диаметра втулки к диаметру скважины $\approx 0,97$. При вращении бурильной колонны втулка получает ограниченное вращение, в основном выполняя функцию опоры, постепенно перемещающейся вдоль скважины. Изношенные втулки заменяются на новые.

Установка вращающихся опор способствует также предупреждению образования желобных выработок.

В компоновке УБТ рекомендуется устанавливать две вращающиеся опоры ОВ с расстоянием между ними 20–28 м, при этом первая опора должна находиться от долота (или от конца наддолотной компоновки для борьбы с искривлением) на расстоянии 20–25 м.

Изготавливаются вращающиеся опоры ПО "Азернефтемашремонт".

6

ДЕФОРМАЦИИ И НАПРЯЖЕНИЯ В БУРИЛЬНЫХ КОЛОННАХ

6.1. ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Все элементы бурильной колонны постоянно находятся под действием различных по характеру сил:

- осевой растягивающей нагрузки от собственного веса и перепада давления на долоте и в забойном двигателе;

- осевой сжимающей нагрузки от собственного веса;

- усилия, создающего изгибающий момент при вращении колонны;

- усилия, создающего крутящий момент, необходимый для вращения долота в процессе бурения;

- усилия реактивного момента забойного двигателя;

- силы от действия гидравлического давления бурового раствора в осевом и радиальном направлениях;

- сил трения о стенки скважины и обсадной колонны;

- осевых нагрузок, возникающих при затяжках и посадках бурильной колонны;

- инерционных сил при спускоподъемных операциях;

- изгибающих усилий в интервалах искривления ствола скважины;

- изгибающих усилий при морском бурении из-за перемещений бурового судна;

- усилий от продольных, поперечных и крутильных колебаний из-за неуравновешенности вращающейся бурильной колонны, неустойчивости работы забойного двигателя и неоднородности разбуриваемых пород.

Характер действующих на бурильную колонну сил переменный как по длине, так и во времени. Поэтому практически задачи о напряжениях целесообразно решать лишь для предельных, наиболее опасных случаев с целью выработки

конкретных рекомендаций об ограничивающих критических параметрах процессов, гарантирующих безаварийную длительную работу качественной бурильной колонны.

Особенностью работы бурильной колонны является то, что она подобно длинному тонкому стержню, подверженному воздействию продольных, поперечных сил и крутящего момента, теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия.

Каждая из упомянутых выше сил, вследствие значительной длины колонны, способна вызвать потерю ее устойчивости. В результате нарушается прямолинейная форма равновесия и устойчивой становится изогнутая форма равновесия бурильной колонны. Центробежные силы вызывают изгиб колонны в форме плоской волнообразной кривой, а крутящий момент придает бурильной колонне форму пространственной спирали. Так что ось бурильной колонны принимает форму пространственной спирали изогнутой кривой переменного шага, значение которого возрастает в направлении от забоя к устью скважины.

Действующие на колонну растягивающие осевые силы увеличивают длину полуволны и шаг спирали. Сжимающие осевые силы, наоборот, уменьшают длину полуволны и шаг спирали. Шаг спирали обычно существенно больше длины полуволны, так как крутящий момент незначительно влияет на форму искривления.

Потеря прямолинейной формы равновесия бурильной колонны может привести к значительным ее деформациям, но в условиях скважины значение деформации ограничено стенками скважины, что позволяет вести бурение при искривленной форме равновесия бурильной колонны.

Промысловые материалы убеждают, что соприкосновение изогнутой бурильной колонны со стенками скважины при вращении происходит, как правило, в местах установки замков. Такая форма изгиба объясняется тем, что жесткость замков в несколько раз больше жесткости бурильных труб, и это в значительной степени предопределяет положение мест перегиба оси изогнутой бурильной колонны. Бурильные замки и трубы, соприкасаясь со стенками скважины или обсадной колонны, истираются. В практике бурения отмечается как равномерный, так и односторонний износ замков и труб по наружной поверхности, что может быть объяснено характером вращения колонны в скважине. При вращении изогнутой колонны вокруг оси скважины происходит преимущественно односторонний износ замков и труб. Изгиб ко-

лонны в этом случае может быть следствием осевых сжимающих усилий, центробежных сил или крутящего момента. Равномерный износ поверхности замка или трубы происходит при вращении бурильной колонны вокруг собственной оси. Такое вращение возможно при значительном трении колонны о стенку скважины, когда вращение вокруг оси скважины полностью прекращается, а возможность вращения вокруг собственной оси сохраняется.

Вращение изогнутой под действием центробежных сил бурильной колонны вокруг оси скважины не должно приводить к изменению знака напряжения (рис. 6.1). Полуволна abc после поворота колонны на 180° заняла положение $ab's$ без изменения знака кривизны, а следовательно, и напряжения. Однако такое представление идеализировано. На самом деле при числах оборотов, близких к критическим, которые зависят от длины колонны и формы равновесия, при вращении колонны будут наблюдаться удары труб о стенки скважины с возможным изменением знака их кривизны. По этой же причине могут возникнуть и дополнительные воздействия на колонну различных импульсов продольных и поперечных колебаний.

Возникновению переменных напряжений в бурильной колонне способствует эксцентричное расположение труб в скважине, так как в этом случае при вращении колонны значение прогиба f полуволны, возникшей под действием центробежных сил, изменяется от $f_{\max}$ до $f_{\min}$ (рис. 6.2). При этом варьируют значения изгибающих напряжений за время одного оборота, что сопровождается ударами труб о стенку скважины с возможным изменением знака их кривизны. Аналогичные явления будут происходить, если в колонне имеется кривой элемент или резьбы труб несоосны. При значительном трении труб о стенки скважины может происходить их качение по стенке, сопровождающееся знакопеременным изгибом.

Если бурильная колонна вращается вокруг собственной оси, то имеют место знакопеременные изгибающие напряжения.

Реальная форма изгиба бурильной колонны достаточно сложная и изменяется для различных ее участков в зависимости от скорости вращения, действующих сил, расположения в скважине и т.д. Очевидно, что форма изгиба будет та, которая требует наименьшей затраты энергии.

При определенных условиях, когда частота собственных колебаний бурильной колонны совпадает с частотой колеба-

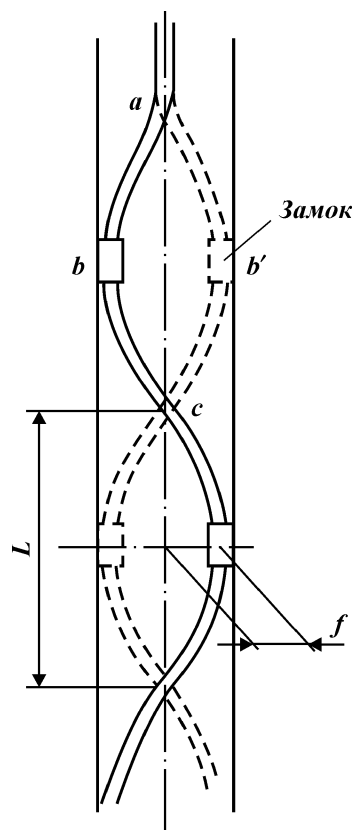


Рис. 6.1 Схема действия центробежных сил и крутящего момента на бурильную колонну (f – прогиб полуволны)

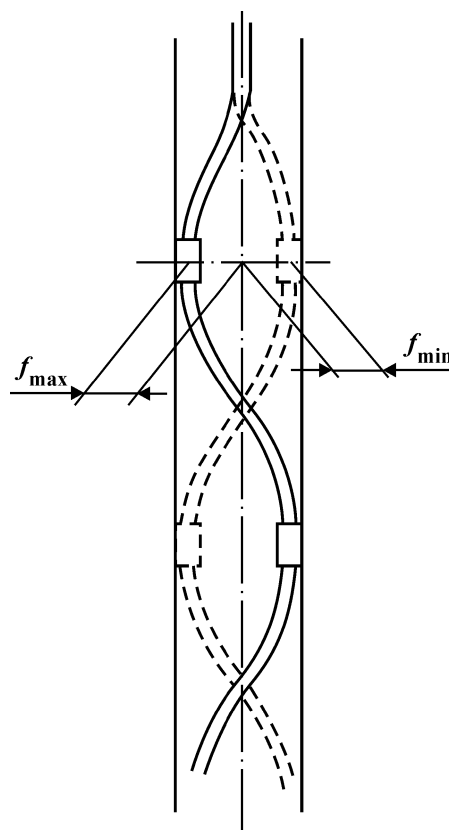


Рис. 6.2. Изменение значения прогиба полуволны, возникающей в результате воздействия центробежных сил

ний возмущающих сил, зависящих от типа долота, скорости его вращения, осевой нагрузки, пульсации потока бурового промывочного раствора и других факторов, может возникнуть явление резонанса.

Использование в нижней части колонны УБТ разгружает ее от осевых сжимающих сил, однако это не исключает наибольшего изгиба бурильной колонны выше УБТ.

Характер нагрузок на бурильную колонну изменяется по глубине: вблизи устья действуют главным образом постоянные, а в призабойной зоне преобладают переменные нагрузки. Они зависят также от способа бурения: при турбинном

бурении вследствие неподвижности бурильной колонны отсутствуют переменные напряжения изгиба, которые обычно являются причиной усталостных поломок труб и замков в роторном бурении, а при роторном бурении с увеличением глубины скважины возрастают потери мощности на холостое вращение и крутящий момент, необходимый для вращения колонны. С ростом длины колонны возрастает ее инерционность. Сопротивление разрушаемой на забое породы долоту может преодолеваться не только крутящим моментом от ротора, но и благодаря кинетической энергии самой бурильной колонны. При внезапной остановке долота кинетическая энергия колонны переходит в потенциальную энергию закрученной пружины, что может вызвать значительное увеличение касательных напряжений, особенно в нижних трубах колонны. Когда же совместным действием ротора и пружины-колонны преодолевается заклинивание долота, то происходит обратный процесс перехода потенциальной энергии в кинетическую, что может вызвать в бурильной колонне колебательные явления. Инерционный эффект вала турбобура в турбинном бурении незначительный, так что бурильная колонна находится в более благоприятных рабочих условиях. Это отражает и статистика бурения скважин: при роторном бурении замки, бурильные трубы и обсадные колонны изнашиваются в значительно большей степени, чем при турбинном.

6.2. УСТОЙЧИВОСТЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Подверженная воздействию различных усилий бурильная колонна в процессе работы теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия. Неустойчивой называется такая форма равновесия, когда при малом отклонении от положения равновесия, система, представленная самой себе, не возвращается в исходное положение силами упругости.

Потеря устойчивости наступает тогда, когда нагрузки, действующие на колонну, достигают критических значений. Для определения критической нагрузки достаточно найти нагрузку, при которой система не возвращается в исходное положение при сколько угодно малом, но конечном отклонении от этого положения.

Если на систему действует нагрузка, превышающая критическую, то возникают значительные деформации и в ряде случаев система переходит из исходной формы равновесия

в новую изогнутую форму устойчивого равновесия, соответствующую минимуму потенциальной энергии системы. Если отклонить систему от положения устойчивого равновесия, то для поддержания ее потребуется дополнительная энергия.

Для определения значения критических нагрузок упругих систем, материал которых следует закону Гука, существует ряд методов, из которых наибольшее распространение получили два: метод интегрирования дифференциальных уравнений нейтрального равновесия и энергетический метод.

При первом методе применительно к бурильной колонне составляют уравнение упругой линии стержня, получившего малое отклонение от положения равновесия, и определяют граничные условия, при которых это отклонение возможно. Интегрированием дифференциального уравнения упругой линии и подчинением общего интеграла граничным условиям вычисляют наименьшую критическую нагрузку.

При втором методе уравнения равновесия составляют не в дифференциальной форме, а в форме вариационных уравнений на основании начала возможных перемещений. Одной из разновидностей этого метода является приближенный метод, разработанный С.И. Тимошенко. Критические нагрузки этим методом определяются сравнением потенциальной энергии изогнутого стержня с работой внешних сил. Если потенциальная энергия изогнутого стержня меньше работы внешних сил, то устойчивой будет изогнутая форма. Так как при равенстве обеих энергий будет безразличное равновесие, то с учетом этого равенства определяют критическую силу.

Чтобы вычислить потенциальную энергию деформированного стержня и определить работу внешних сил, необходимо знать уравнение упругой линии. Поэтому согласно указанному методу следует предварительно выбрать такое уравнение, которое удовлетворяло бы граничным условиям.

Решения энергетическим методом обычно мало отличаются от точных решений, что объясняется незначительным искривлением стержней в рассматриваемых случаях. Если выбранное уравнение упругой линии в точности соответствует уравнению, полученному методом интегрирования, то результаты по двум методам будут одинаковыми.

В общем случае следует рассмотреть устойчивость длинного тонкого весомого стержня, подверженного одновременно воздействию осевых, центробежных, скручивающих и гидравлических сил. Кроме указанных сил, на устойчивость колонны будут влиять силы трения, кривизна скважины, наличие бурильных замков и другие факторы.

Чтобы упростить задачу, А.Е. Сароян рассмотрел устойчивость длинного стержня в вертикальной скважине, находящегося под действием каждой из указанной выше сил, а также в различном их сочетании.

Такой подход к решению задачи устойчивости бурильной колонны позволил рассмотреть разные случаи работы колонны в скважине. Так, например, исследование продольной устойчивости под действием осевых сил позволяет представить работу низа бурильной колонны, создающего нагрузку на долото.

Одновременное воздействие осевых сил и крутящего момента на устойчивость бурильной колонны может в основном характеризовать устойчивость бурильной колонны в турбинном бурении и при работе электробуром. В этом случае в нижней части колонны будут действовать осевые сжимающие силы и крутящий (реактивный) момент забойного двигателя, а в остальной части колонны осевые растягивающие силы и крутящий (реактивный) момент.

Влияние момента на устойчивость колонны будет снижаться с уменьшением его значения, т.е. в направлении от забоя к устью.

При вращении колонны теоретическое рассмотрение задачи устойчивости бурильной колонны при одновременном воздействии центробежных, осевых сил и крутящего момента значительно осложняется. Поэтому для упрощения задачи обычно рассматривается искривление колонны не в пространстве, а в плоскости от действия центробежных и осевых сил. Что касается крутящего момента, приводящего во вращение колонну и придающего в основном плоскоизогнутой колонне форму пространственной спирали большого шага, то его влиянием пренебрегают. Это допустимо, так как искривление колонны от центробежных и осевых сил имеет большее влияние на работу колонны, чем искривление от крутящего момента.

На устойчивость колонны влияют также гидростатические силы, к которым относятся внутреннее давление в бурильной колонне и внешнее давление, создаваемое столбом промысловочной жидкости. Рассмотрение вопросов, связанных с влиянием гидростатических сил, и скорости движения промысловочной жидкости на устойчивость колонн позволяет выявить возможные искривления бурильных колонн в процессе спускоподъемных операций, прокачивания промысловочной жидкости и др.

Продольный изгиб бурильной колонны под действием осевых сжимающих сил

Нижняя часть бурильной колонны, находясь под влиянием осевых сжимающих сил, может подвергнуться продольному изгибу. На рис. 6.3 вся сжатая нижняя часть колонны обозначена CD . Рассмотрим участок бурильной колонны AB в сжатой ее части, на который действует вес P лежащей выше части AC и собственный вес участка AB .

Для определения критической силы воспользуемся энергетическим методом.

Уравнение изогнутой оси стержня имеет следующий вид:

$$y = f \sin \frac{\pi x}{l}, \quad (6.1)$$

где f — стрела прогиба; l — длина рассматриваемого участка.

Это уравнение соответствует условию, когда оба конца стержня рассматриваются шарнирно закрепленными.

Уравнение (6.1) удовлетворяет граничным условиям

при $x = 0$ $y = 0$, $y'' = 0$;

при $x = l$ $y = 0$, $y' = 0$.

Критическая сила определится из условия равенства нулю

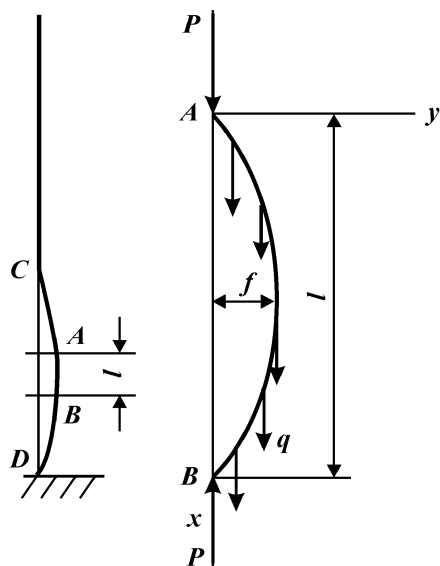


Рис. 6.3. Продольный изгиб стержня при осевом сжатии

изменения потенциальной энергии системы при малом отклонении f стержня от прямолинейного положения равновесия, т.е.

$$U - A_1 - A_2 = 0, \quad (6.2)$$

где U — потенциальная энергия деформации изгиба стержня

$$U = \frac{1}{2} \int_0^l EI \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right)^2 dx;$$

EI — жесткость сечения стержня; A_1 — работа внешней силы P в процессе деформации стержня на вертикальном перемещении Δ :

$$A_1 = \frac{P}{2} \int_0^l \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx;$$

A_2 — работа сил веса стержня при отклонении стержня от положения равновесия

$$A_2 = \frac{1}{2} \int_0^l g q x \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx,$$

q — масса единицы длины стержня, кг/м.

Определив значения первой и второй производной уравнения (6.1), проинтегрировав выражения для U , A_1 , A_2 и подставив в уравнение (6.2), получим:

$$\frac{\pi^4 f^2 EI}{4l^3} - \frac{\pi^2 f^2 P}{4l} - \frac{\pi^2 f^2 q_0 g}{8} = 0$$

или

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l^2} - 0,5 q l g. \quad (6.3)$$

Для невесомого стержня ($qg = 0$) $P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l^2}$, что соответствует случаю сжатой стойки с опертыми (шарнирно закрепленными) концами по Эйлеру.

Из выражения (6.3) следует, что действие собственного веса может быть заменено силой, приложенной по концам стержня и равной половине веса стержня.

Устойчивость всей сжатой нижней части бурильной колонны следует рассматривать как устойчивость стержня, находящегося под действием только сил собственного веса.

Определим критическую длину $l_{кр}$ для всей сжатой части. Если длина сжатой части CD станет равной $l_{кр}$, то стержень потеряет прямолинейную форму устойчивости под действием собственного веса.

На значение $l_{кр}$ в большой степени влияют граничные условия, т.е. условия закрепления концов сжатого участка. Практически нижний конец бурильной колонны может быть принят опертым, что касается верхнего конца сжатого участка, то он представляет собой переходное сечение от растянутой зоны к сжатой.

Наиболее благоприятным условием для устойчивости колонны будет такое, когда верхний конец колонны принят заделанным, а нижний опертым. В этом случае критическая длина для стержня, сжимаемого собственным весом, полученная проф. Г.М. Саркисовым энергетическим методом,

$$l_{кр} = \sqrt[3]{\frac{3,2\pi^2 EI}{qg}}. \quad (6.4)$$

Когда верхний и нижний концы сжатого участка приняты опертыми, $l_{кр}$ определится из формулы (6.3). Так как в этом случае отсутствует концевая сила P , то критическую длину для всей сжатой части колонны определим из выражения (6.3), приняв $P = 0$:

$$l_{кр} = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{q}}. \quad (6.5)$$

В рассмотренных двух случаях предполагали, что в процессе потери устойчивости деформация распространяется только на сжатую часть колонны, а растянутая часть сохраняет прямолинейную форму равновесия, т.е. не происходит смещения центра сечения колонны в плоскости перехода от сжатой к растянутой части.

А. Лубинский рассмотрел задачу устойчивости бурильной колонны с учетом отклонения верхнего конца сжатой части колонны от оси скважины. Значение критической длины для сжатой части колонны изменяется в зависимости от длины растянутой части в пределах

$$1,94\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}} \leq l_{кр} \leq 2,65\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}.$$

Если растянутый участок отсутствует ($x = 0$), то $l_{кр} = 2,65\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}$, что близко подходит к выражению (6.5).

При длине растянутой части колонны $\geq 6\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}$ можно считать, что для сжатой части значение критической длины не изменяется и соответствует выражению

$$l_{кр} = 1,94\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}. \quad (6.6)$$

Величина $6\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}$ представляет собой относительно небольшую длину колонны. Так, например, для 114-мм труб с толщиной стенки 8 мм $6\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}} = 100$ м, а для 178-мм тяжелого низа $6\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}} = 110$ м.

В расчетах значения $\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}$ для бурильных труб и тяжелого низа, одновременно работающих в скважине, допускается принимать одинаковыми, так как значения их на практике приблизительно равны.

Если при длине сжатой части $l = 1,94\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}$ образуется полуволна над долотом, то увеличение длины сжатой части до $l = 4,22\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}$ приводит к возникновению второй изогнутой полуволны, расположенной над первой. На рис. 6.4 показаны формы искривления низа буровой колонны при образовании одной полуволны (кривая 1) и двух полуволн (кривая 2).

Результаты, полученные А. Лубинским, показывают, что смещения верхнего конца сжатого участка от оси скважины способствуют уменьшению критической длины сжатой части бурильной колонны по сравнению с выражением (6.5). Критические длины определялись в предположении, что колонна вращается вокруг собственной оси.

Для бурильных труб, установленных на буровой, растянутый участок отсутствует, поэтому критическая длина определяется выражением

$$l_{кр} = 2,65\sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}.$$

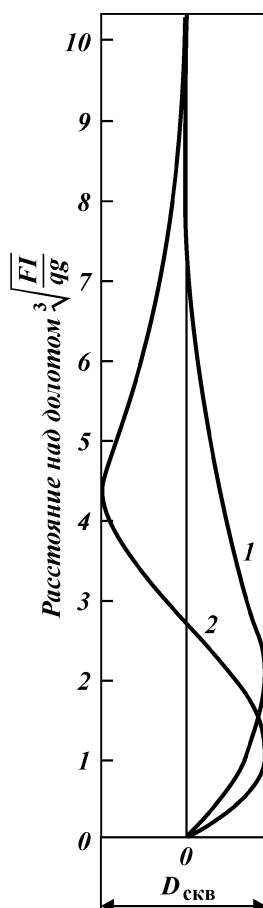
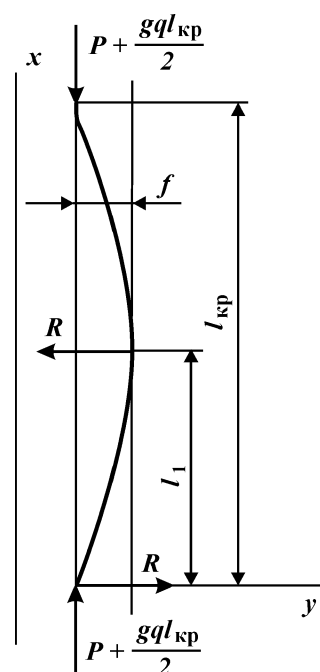


Рис. 6.4. Формы искривления низа бурильной колонны

Рис. 6.5. Полуволна прогиба колонны, ограниченной стенками скважины



Как видно из сравнения выражений (6.4), (6.5) и (6.6), рассмотрение сжатой части бурильной колонны, как стержня с обоими опертыми концами, приводит к менее благоприятным результатам по сравнению с тем, когда один конец рассмотрен опертым, а другой заделанным.

По-видимому, как предполагает А.Е. Сароян, в условиях практики в зависимости от факторов, влияющих на работу верхнего конца сжатого участка колонны (вращение колонны, наличие искривления ствола и др.) и определяющих степень подвижности его, следует считать, что критическая длина $l_{кр}$ будет изменяться в пределах значений, определяемых формулами (6.5) и (6.6).

Полученные значения $l_{кр}$ позволяют определить длину низа бурильной колонны, которая может находиться под действием собственного веса без потери устойчивости. Дальнейшее увеличение длины сжатой части, необходимое для создания большей нагрузки на долото, приведет к изгибу низа колонны. Однако деформация будет ограничена стенками скважины, и ее значение можно определить по формуле

$$f = (D_{скв} - d)/2.$$

Это обстоятельство позволяет иногда (отсутствие каверны и других нарушений целостности стенок скважины) увеличивать нагрузку на долото до значений, превышающих критические значения. Для этой цели в практике бурения обычно используют утяжеленные бурильные трубы с длиной больше критической.

Рассмотрим устойчивость низа бурильной колонны в условиях, когда деформация ограничивается стенками скважины или обсадной колонны. Концы стержня примем опертыми, а действие собственного веса заменим концевой силой, равной половине веса стержня.

Когда длина сжатой части бурильной колонны

$$l_{кр} = 3 \sqrt{\frac{2\pi^2 EI}{qg}},$$

то колонна потеряет устойчивость и коснется стенки скважины (рис. 6.5). Дальнейшее увеличение сжимающей нагрузки на участок колонны длиной $l_{кр}$ создается весом P расположенных выше труб. Так как при этом увеличивается общая длина сжатой части колонны, то может быть потеря устойчивости участков, расположенных над первой полуволной.

Рассмотрим нижний участок колонны длиной $l_{кр}$, находящийся в наиболее нагруженном состоянии.

Действие сжимающей силы P будет способствовать дальнейшей деформации стержня. При рассмотрении характера деформации будем исходить из условия, что увеличение осевой сжимающей нагрузки приведет к уничтожению изгибающего момента, действующего посередине полуволны, а следовательно, к увеличению участка касания трубы со стенками скважины.

Рассмотрим деформацию участка колонны длиной $l_{кр}$ после потери ею устойчивости прямолинейной формы равновесия под действием собственного веса.

Определим критическую нагрузку для участка l_1 (см. рис. 6.5). Уравнение упругой линии для участка $0 \leq x \leq l_1$ будет иметь следующий вид:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} + \left(P + \frac{gql_{\text{кр}}}{2} \right) y = Rx.$$

Общее решение уравнения

$$y = A \sin nx + B \cos nx + \frac{Rx}{P + \frac{gql_{\text{кр}}}{2}},$$

где

$$n = \sqrt{\frac{P + \frac{gql_{\text{кр}}}{2}}{EI}}.$$

Так как при

$$x = 0 \quad y = 0,$$

$$x = l_1 \quad y = f,$$

$$x = l_1 \quad y' = 0,$$

$$\text{то } B = 0$$

$$\left. \begin{aligned} A \sin nl_1 + \frac{Rl_1}{P + \frac{gql_{\text{кр}}}{2}} &= f \\ A n \cos nl_1 + \frac{R}{P + \frac{gql_{\text{кр}}}{2}} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (6.7)$$

Дополнительным условием для определения неизвестных в выражении (6.7) будет равенство нулю момента в месте соприкосновения стержня со стенками скважины:

$$Rl_1 - f \left(P + \frac{gql_{\text{кр}}}{2} \right) = 0.$$

С учетом полученных зависимостей из уравнения (6.7) имеем $\sin nl_1 = 0$, тогда $n = \pi/l_1$ или

$$P = \frac{\pi^2 EI}{l_1^2} - \frac{gql_{кр}}{2}. \quad (6.8)$$

Выражение (6.8) дает значение $P_{кр}$ для участка l_1 . Так как $A = f/\pi$, $B = 0$, $l_1 = \pi/n$, то уравнение упругой линии стержня на участке $0 \leq x \leq l_1$ будет иметь вид

$$y = \frac{f}{\pi} (\sin nx + nx). \quad (6.9)$$

Так как в выражении (6.8) $l_1 = l_{кр}/2$, то

$$P = \frac{4\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2}. \quad (6.10)$$

Это означает, что после потери устойчивости под действием собственного веса стержень продолжает касаться стенок скважины (или обсадной колонны) в одной точке до момента, когда сила достигнет критического значения. При значении силы P больше критического стержень теряет устойчивость на длине l_1 и происходит прилегание стержня к стенкам скважины на участке l_2 (рис. 6.6, а). Когда длина участка l_2 станет достаточно большой, то на нем может произойти потеря устойчивости и на участке $l_{кр}$ вместо одной полуволны образуются три (рис. 6.6, б).

Определим силу P , при которой может произойти потеря устойчивости на участке l_2 .

Критическая сила для прямолинейного участка $P = \frac{4\pi^2 EI}{l_2^2}$

(для упрощения расчетов собственный вес участка l_2 не учитывается).

С другой стороны, эта же сила должна действовать на участке l_1 (см. рис. 6.6, а) и по аналогии с рассмотренной выше критической нагрузкой будет определяться по формуле

$$P = \frac{\pi^2 EI}{l_1^2}.$$

Из равенства указанных сил, а также с учетом того, что $l_2 = l_{кр} - 2l_1$, имеем $l_1 = l_{кр}/4$. Тогда искомая критическая сила для участка l_2 определится подстановкой $l_1 = l_{кр}/4$ в выражение (6.8), т.е.

$$P = \frac{16\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2}. \quad (6.11)$$

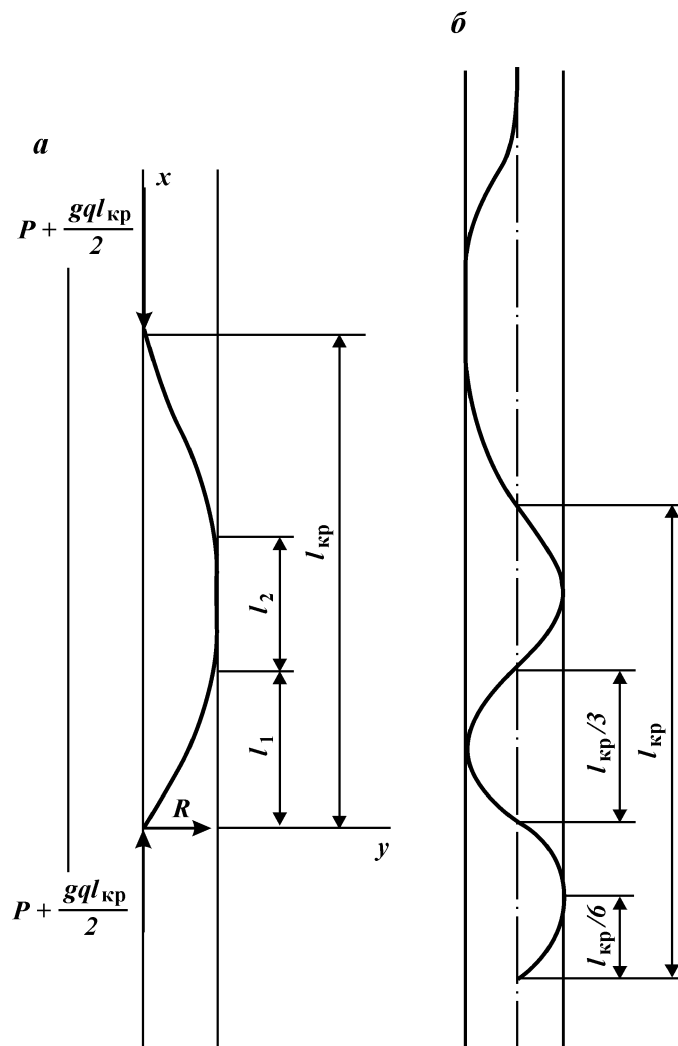


Рис. 6.6. Деформация колонны в ограниченном пространстве скважины:
a – при нагрузке, незначительно превышающей критическую; *б* – при нагрузке, значительно превышающей критическую

Следовательно, с увеличением нагрузки P в пределах

$$\left(\frac{4\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2} \right) \leq P \leq \left(\frac{16\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2} \right)$$

увеличивается длина участка прилегания колонны к стенкам скважины в пределах от нуля до l_2 , при которой произойдет потеря устойчивости на длине l_2 .

Так как с потерей устойчивости участка l_2 образуются три новые полуволны длиной $l_{кр}/3$, то каждая из них может рассматриваться отдельно (предполагается, что на длине $l_{кр}/6$ наблюдается потеря устойчивости). В этом случае дальнейшее увеличение осевой нагрузки P приведет к образованию на каждом участке $l_{кр}/3$ деформаций, аналогичных рассмотренным для всей полуволны $l_{кр}$. Так, например, подставив в выражение (6.8) $l_1 = l_1/6$ (половина полуволны длиной $l_{кр}/3$), получим

$$P = \frac{36\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2}. \quad (6.12)$$

Следовательно, при нагрузке

$$\left(\frac{16\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2} \right) \leq P \leq \left(\frac{36\pi^2 EI}{l_{кр}^2} - \frac{gql_{кр}}{2} \right)$$

соприкосновение стержня со стенками скважины происходит в трех точках.

В табл. 6.1 приведены критические нагрузки на долото P_A (предполагается, что нагрузка создается только весом труб), приводящие к различным формам равновесия нижней полуволны сжатой части бурильной колонны длиной $l = l_{кр}$.

Видно, что применение утяжеленных труб позволяет создать значительную нагрузку на долото без увеличения числа полуволн искривленной оси колонны труб. Так, например, для 178-мм утяжеленных труб при нагрузке на долото 19,5 т

Таблица 6.1

Показатель	Диаметр бурильных труб, мм		Диаметр утяжеленных бурильных труб, мм		
	114	140	146	178	203
$l_{кр}$, м	39,5	45,5	44,5	50	55
P'_A , т	0,97	1,44	4,3	7,8	10,5
P''_A , т	2,4	3,6	10,6	19,5	26,5
P'''_A , т	8,2	12,1	36	66,0	90,0

Примечания. 1. Критические длина и нагрузка для бурильных труб определены для наименьшей толщины стенки труб, равной 8 мм. 2. Масса 1 м труб принята с учетом массы замков и высадки труб.

искривленные утяжеленные трубы касаются стенок скважины в одной точке, в то же время 168-мм бурильные трубы при той же нагрузке касаются скважин в трех точках, образуя три полуволны.

Критическая нагрузка первого порядка определялась как вес колонны длиной, равной критической, т.е.

$$l_{кр} = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{gq}} \text{ или } P_{\Lambda}' = \sqrt[3]{2\pi^2 EI q^2},$$

где q_t — вес 1 м труб, Н/м.

Критические нагрузки второго и третьего порядков определялись соответственно из выражений (6.10), (6.11), с учетом веса нижней полуволны, т.е. $P_{\Lambda} = P + gq l_{кр}$:

$$P_{\Lambda}'' = \frac{4\pi^2 EI}{l_{кр}^2} + \frac{gq l_{кр}}{2},$$

$$P_{\Lambda}''' = \frac{16\pi^2 EI}{l_{кр}^2} + \frac{gq l_{кр}}{2}.$$

Критическим нагрузкам первого и второго порядков будет соответствовать одна полуволна, а нагрузке третьего порядка — три полуволны.

Создание значительных нагрузок на долото при помощи веса одних лишь бурильных труб приведет к тому, что нижний участок колонны подвергнется воздействию критических нагрузок третьего и четвертого порядков. Это в свою очередь приведет к искривлению низа колонны с образованием нескольких полуволн, что ухудшает условия работы труб.

Таким образом, из работы сжатой части бурильной колонны следует, что значительные напряжения в бурильных трубах могут возникнуть в результате сильного изгиба труб, особенно в случаях, когда нагрузка на долото не обеспечивается только весом утяжеленных труб, а создается также частью веса бурильных труб.

При рассмотрении устойчивости низа бурильной колонны принималось, что изгиб происходит по плоской кривой. В действительности вследствие потери устойчивости прямолинейной формы равновесия происходит отклонение оси колонны от плоской кривой изгиба с образованием пространственной спиральной формы. Такой характер искривления в значительной степени объясняется наличием первоначальных отступлений от прямолинейности колонны (несоосность осей

резьб бурильных труб, кривизна труб и др.), эксцентрисичности расположения колонны в скважине. На рис. 6.7 показана плоскость изгиба $a-a$ колонны, эксцентрично расположенной в скважине. В результате давления, оказываемого изогнутой колонной на стенки скважины, возникает нормальная сила N , составляющая которой Q стремится придать плоско-изогнутой колонне форму пространственной спирали.

Экспериментальная проверка статической устойчивости бурильной колонны, проведенная П.В. Балицким в условиях стенда, позволяющего исследовать работу труб на механической модели вертикальной скважины, подтверждает, что плоская синусоидальная форма продольного изгиба достаточно длинного сжатого стержня при ограничении его деформации цилиндрической поверхностью превращается в пространственную форму изгиба по винтовой спирали.

Под действием собственного веса сжатой части колонна имеет форму винтовой спирали переменного шага, значение которого увеличивается с удалением от забоя, а направление спирали может быть правым, левым или одновременно правым и левым.

Контакт сжатой части колонны с поверхностью скважины происходит в основном в замках, а длина участков между соседними точками контакта почти всегда равна длине свечи, увеличиваясь в направлении к верхнему участку сжатой части колонны, где длина участков оказывается равной длине двух, трех или большего числа свечей.

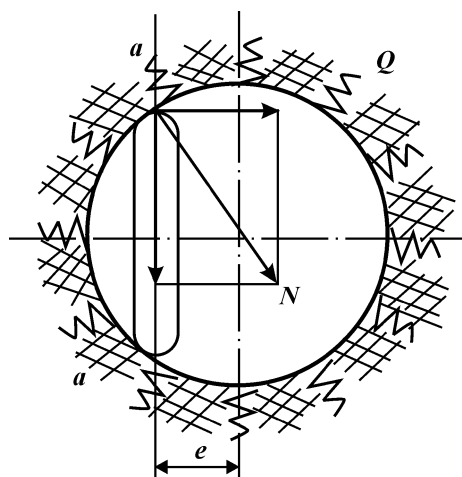


Рис. 6.7. Плоскость изгиба колонны, эксцентрично расположенной в скважине

Проведенные эксперименты подтверждают значительное влияние на форму деформированной упругой оси колонны начальных местных отклонений оси от прямолинейной формы.

Устойчивость бурильной колонны, подверженной кручению

Кручение длинного тонкого стержня при определенном значении крутящего момента приводит к потере его прямолинейной формы равновесия. Форма стержня становится спирально изогнутой. Явление это объясняется тем, что крутящий момент, действующий в плоскости, перпендикулярной к оси стержня, при отклонении последнего от прямолинейной формы приводит к возникновению составляющих изгибающего момента. При значении крутящего момента, равного критическому, составляющие изгибающих моментов достигают таких значений, что силы упругости стержня не в состоянии вернуть его в первоначальное положение.

Рассмотрим слегка изогнутый стержень, подверженный воздействию крутящего момента M , сжимающей силы P и сил собственного веса (рис. 6.8). Такое сочетание сил соответствует условию работы низа бурильной колонны (А.Е. Са-
роян).

Вектор момента M изображен в прямоугольной системе координат $хуz$. Разложим вектор M по трем осям косоугольной системы, в которой оси y' и z' совпадают соответственно с осями y и z , а ось x' направлена по касательной к оси стержня в данной точке O и образует с осями $хуz$ соответственно углы $\alpha_1, \beta_1, \gamma_1$.

Тогда искомые проекции вектора M будут:

$$x' = \frac{M}{\cos \alpha_1}; \quad y' = -M \frac{\cos \beta_1}{\cos \alpha_1}; \quad z' = -M \frac{\cos \gamma_1}{\cos \alpha_1}.$$

Проекция момента M на ось x' представляет собой крутящий момент в рассматриваемом сечении M'_x ; проекции же на ось y' и z' являются составляющими M'_y, M'_z , изгибающими стержень соответственно в плоскостях xOz и zOy .

Задача определения критического значения крутящего момента, при котором теряется устойчивость прямолинейной формы оси стержня, была впервые рассмотрена Гринхиллом.

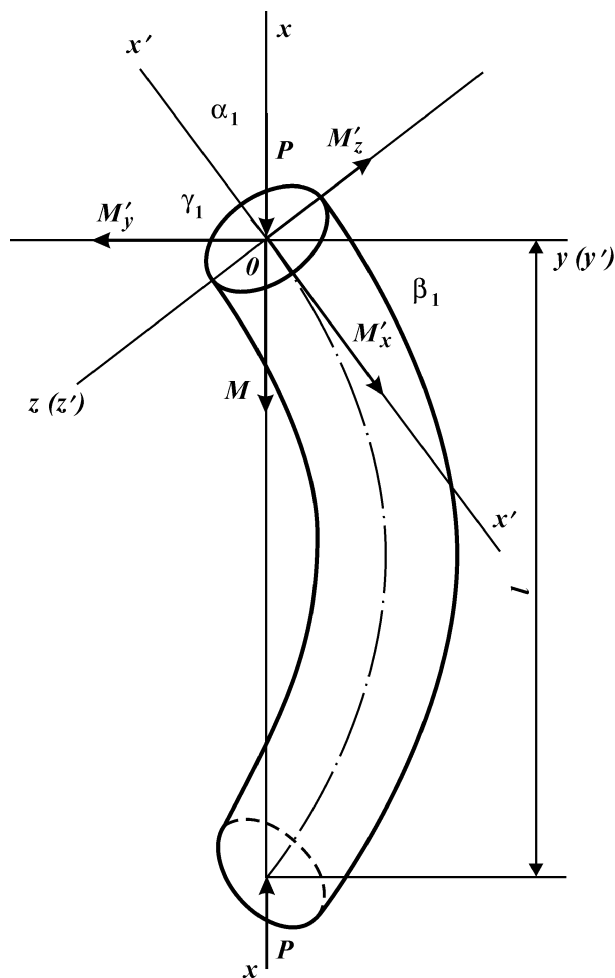


Рис. 6.8. Схема действия различных сил на слегка изогнутый стержень

Полученное им выражение, носящее название формулы Гринхилла, имеет следующий вид:

$$\left(\frac{M}{2EI}\right)^2 + \frac{P}{EI} = \frac{\pi^2}{l^2}, \quad (6.13)$$

где M — крутящий момент; P — конечная сила.

В частном случае при $M = 0$ выражение (6.13) приводится к формуле Эйлера для стержня с шарнирноопертыми концами.

При $P = 0$ формула (6.13) приводится к формуле определения критического значения крутящего момента для невесомого стержня:

$$M = \frac{2EI\pi}{l}. \quad (6.14)$$

Как видно из формулы (6.13), наличие сжимающей концевой силы P приводит к уменьшению критического значения крутящего момента.

Если стержень растянут, то знак P в уравнении (6.13) должен быть изменен. Таким образом, когда на стержень действует растягивающая сила, устойчивость прямолинейной формы оси стержня при воздействии крутящего момента увеличивается. Уравнение (6.13) было выведено в предположении, что напряжения, возникающие в стержне, подчинены закону Гука.

Установим условие применимости уравнения (6.13) для круглого (кольцевого) сечения при воздействии одного крутящего момента, т.е. при $P = 0$.

Заменяя значение момента в выражении $M/2EI = \pi/l$ через $M = \tau_{\max} W_{\text{кр}}$ и приняв согласно третьей теории прочности $\tau_{\max} = \sigma_{\pi}/2$ (σ_{π} — предел пропорциональности), получим

$$\frac{\sigma_{\pi} W_{\text{кр}}}{4EI} = \frac{\pi}{l} \quad \text{или} \quad l \geq \frac{\pi E d}{\sigma_{\pi}}, \quad (6.15)$$

где d — наружный диаметр трубы.

Следовательно, уравнение (6.13) может быть использовано при соблюдении условия (6.15).

Для общего случая, когда действуют M и P , результирующее напряжение, определенное по теориям прочности, не должно превышать предела пропорциональности материала.

Влияние сжимающих сил собственного веса стержня может быть учтено увеличением силы P на значение, равное половине веса стержня, т.е. на $0,5gql$.

При воздействии на стержень крутящего момента и собственного веса, т.е. при $P = 0$, формула (6.13) примет следующий вид:

$$\left(\frac{M}{2EI} \right)^2 + \frac{gql}{2EI} = \frac{\pi^2}{l^2}. \quad (6.16)$$

Если длина нижней части бурильной колонны, сжатой силами собственного веса, равна критической (формула 6.5), т.е.

$$l = l_{кр} = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{gq}},$$

то из выражения (6.16) следует, что $M = 0$.

Это указывает, что потеря устойчивости прямолинейной формы равновесия стержня в рассматриваемом случае происходит до того, как будет приложен крутящий момент.

Если длина сжатой части колонны меньше l , то значение крутящего момента, при котором произойдет потеря устойчивости прямолинейной формы равновесия стержня, определится из формулы (6.16).

Когда длина сжатой части колонны больше критического значения l , следовательно, ось колонны имеет криволинейную форму, крутящий момент будет стремиться придать бурильной колонне форму пространственной спирали.

Условие применимости формулы (6.16) может быть получено определением наименьшей длины l , при которой напряжение в стержне не превышает предела пропорциональности.

Рассмотрим растянутую часть бурильной колонны.

Уравнение (6.13) в случае растягивающей концевой силы P примет следующий вид:

$$\left(\frac{M}{2EI}\right)^2 - \frac{P}{EI} = \frac{\pi^2}{l^2}.$$

Из этого уравнения для невесомого стержня следует, что для любого значения M можно получить такую силу P , при которой левая часть уравнения будет равна нулю, т.е. будет выдержано условие:

$$\frac{M^2}{4EI} = P. \quad (6.17)$$

При соблюдении полученного условия $l \rightarrow \infty$, т.е. прямолинейная форма оси стержня будет сохранена при любой длине стержня.

Расчеты, произведенные по формуле (6.17), показывают, что при моментах, действующих во время бурения, P имеет большие значения по сравнению с весом колонны.

Для весового стержня, приняв с приближением растягивающее действие собственного веса равным $gql/2$ и приложенным к концу стержня, будем иметь

$$\left(\frac{M^2}{2EI}\right) - \frac{gql}{2EI} = \frac{\pi^2}{l^2} \quad (6.18)$$

или критическое значение крутящего момента

$$M = \sqrt{\frac{4\pi^2}{l^2}(EI)^2 + 2gqlEI}.$$

Из рассмотрения полученного выражения для значения M следует, что с увеличением l критический момент вначале уменьшается, а затем увеличивается. Так как критическое значение не может возрастать с увеличением длины l , то функция $M = f(l)$ должна иметь минимальное значение $M_{\min}$, соответствующее длине колонны $l_{\max}$ на участке, на котором может произойти потеря устойчивости прямолинейной формы стержня.

Если длина колонны больше $l_{\max}$, то потеря устойчивости будет наблюдаться на длине $l_{\max}$ при моменте $M_{\min}$, а оставшая часть колонны сохранит прямолинейную форму под действием собственного веса. Определим $l_{\max}$ из условия $dM/dl = 0$. Продифференцировав выражение для крутящего момента M , из условия $dM/dl = 0$ получим

$$l_{\max} = \sqrt[3]{\frac{4\pi^2 EI}{gq}}. \quad (6.19)$$

Для труб 168×8 мм $l_{\max} = 64,5$ м.

Следовательно, независимо от длины колонны потеря устойчивости может наблюдаться только на длине 64,5 м.

Из выражения для критического значения $M_{\min}$, соответствующего $l_{\max}$, нетрудно установить, что крутящие моменты, действующие в процессе бурения, значительно ниже значения $M_{\min}$. Поэтому потеря устойчивости не будет наблюдаться даже на длине $l_{\max}$, и вся колонна сохранит прямолинейную форму. Это значение момента превышает также допустимое значение крутящего момента для труб, применяемых в бурении (с учетом прочности).

В связи с тем, что для труб, применяемых в настоящее время в бурении, $M_{\min}$ всегда будет превышать значения действующих крутящих моментов, вся растянутая часть бурильной колонны сохранит в процессе работы свою прямолинейную форму. Поэтому при бурении забойными двигателями, когда отсутствует вращение, колонна в растянутой части сохраняет прямолинейную форму.

Стендовые испытания показали: в случае если колонна труб предварительно получила пространственную форму винтовой спирали под действием собственного веса, то действие крутящего момента вызывает неравномерное смещение колонны по внутренней поверхности скважины. При этом изменяется форма спирали, ее шаг, число витков, а также возможно изменение направления закручивания. В случае растянутой колонны крутящий момент, приложенный к колонне, не изменял прямолинейности колонны.

Устойчивость бурильной колонны в процессе вращения

При роторном бурении бурильная колонна вращается как вхолостую, так и в период, когда на колонну действуют растягивающие силы собственного веса, а также при бурении, когда в колонне имеется сжатый участок.

В процессе бурения погружными двигателями колонна получает вращение при проведении вспомогательных работ. При вращении длинного тонкого стержня, каким является бурильная колонна, центробежные силы вызывают ее искривление, и вращение становится неустойчивым.

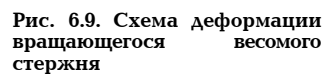
С повышением частоты вращения центробежные силы возрастают, что увеличивает искривление колонны.

Если частота вращения выше критической, то форма упругого равновесия стержня криволинейная.

Определение критических значений частоты вращений путем интегрирования уравнения упругой линии стержня связано с рядом математических трудностей. Поэтому А.Е. Сароян получил критическое значение частоты вращения при помощи приближенного энергетического метода.

Холостое вращение колонны. Рассмотрим вращение длинного круглого весомого стержня, растянутого концевой силой P , вокруг оси $O-x$ (рис. 6.9). Верхний конец стержня примем зажатым, а нижний свободным. При таком характере распределения сил и принятых концевых условиях можно считать, что колонна находится в состоянии холостого вращения.

Уравнение упругой линии изогнутой колонны, удовлетворяющее концевым условиям (при $x = 0, y' = 0, y = 0$; при $x = l, y = f, y'' = 0$) можно представить в виде



(6.20)

Для определения критической скорости рассмотрим систему при малом отклонении от положения равновесия (см. рис. 6.9). В состоянии безразличного равновесия потенциальная энергия изогнутого стержня будет равна работе внешних сил. Поэтому для определения критической скорости изменение потенциальной энергии рассматриваемой сис-

темы при малом отклонении стержня от прямолинейного положения равновесия принимают равным нулю, т.е.

$$U - A_1 - A_2 - A_3 = 0, \quad (6.21)$$

где U — потенциальная энергия деформации изгиба

$$U = \frac{1}{2} \int_0^l EI \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right)^2 dx, \quad (6.22)$$

EI — жесткость сечения стержня; A_1 — работа растягивающей концевой силы

$$A_1 = -\frac{P}{2} \int_0^l \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx; \quad (6.23)$$

A_2 — работа растягивающих сил собственного веса

$$A_2 = -g \frac{q}{2} \int_0^l (l-x) \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx; \quad (6.24)$$

A_3 — работа центробежных сил

$$A_3 = \frac{1}{2} \int_0^l y dP_0 = \frac{1}{2} \int_0^l q \omega^2 y^2 dx, \quad (6.25)$$

где ω — угловая скорость стержня, g — сила тяжести.

Определив первую и вторую производные y' и y'' уравнения (6.20), подставив значения y , y' , y'' в выражения для U , A_1 , A_2 , A_3 и произведя интегрирование, можно составить уравнение для определения критического значения угловой скорости $\omega_{кр}$. Подставив полученные значения U , A_1 , A_2 , A_3 в выражение (6.21), получают

$$\frac{EI m^4 \pi^4}{64 l^3} + \frac{P m^2 \pi^2}{16 l} + \frac{g q m^2 \pi^2}{8} \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{m^2 \pi^2} \right) - \frac{q \omega^2 l}{2} \left(\frac{3}{2} - \frac{4}{\pi m} \right) = 0$$

или

$$\omega^2 l \left(1,5 - \frac{4}{\pi m} \right) = \frac{EI m^4 \pi^4}{32 q l^3} + \frac{P m^2 \pi^2}{8 q l} + \frac{g(0,25 m^2 \pi^2 - 1)}{4}.$$

Тогда

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{1}{l} \left(\frac{EI m^4 \pi^4}{32 q l^3} + \frac{P m^2 \pi^2}{8 q l} + \frac{g(0,25 m^2 \pi^2 - 1)}{4} \right) \frac{\pi m}{1,5 \pi m - 4}} \quad (6.26)$$

или критическое значение числа оборотов колонны в минуту определится из выражения:

$$n_{кр} = \frac{30\omega_{кр}}{\pi}. \quad (6.27)$$

Для больших значений l и малых значений m значение $\frac{Elm^4\pi^4}{32ql^3}$ будет мало по сравнению с $\frac{g(0,25m^2\pi^2-1)}{4}$. Так, например, для колонны труб 168×11 мм, длиной 200 м отношение двух указанных величин $k = 0,007$. Значение k определялось для наименьшей угловой скорости, т.е. при $m = 1$. Для колонн из труб меньших диаметров k будет меньше полученного значения.

Поэтому в ряде случаев значением $\frac{Elm^4\pi^4}{32ql^3}$ можно пренебречь и тогда

$$n_{кр} = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{1}{l} \left(\frac{Pm^2\pi^2}{8ql} + \frac{g(0,25m^2\pi^2-1)}{4} \right) \frac{\pi m}{1,5\pi m - 4}}. \quad (6.28)$$

При отсутствии концевой силы $P = 0$, когда колонна находится под действием растягивающих сил собственного веса и центробежных сил, число оборотов, при которых колонна будет принимать искривленную форму равновесия, определится из формулы

$$n_{кр} = \frac{\pi}{30} \sqrt{\frac{g}{l} \frac{(0,25\pi^2m^2-1)\pi m}{4(1,5\pi m - 4)}}. \quad (6.29)$$

При $m = 1$ получим наименьшее значение

$$n_{кр} = 12,1 \sqrt{\frac{g}{l}}. \quad (6.30)$$

Как видно из полученных формул, в ряде случаев при большой длине буровой колонны и незначительном числе полуволн (при малом значении m) влиянием жесткости сечения трубы на значение критической скорости можно пренебречь.

Определим значения n для буровой колонны длиной 1000 м при холостом ее вращении и отсутствии концевой растягивающей силы P .

Число оборотов бурильного вала в минуту, определенное из формулы (6.29) при значениях $m = 1, 3, 5...$, будет соответственно равно 1,2; 2,2; 3,5 1/с.

В данном случае можно использовать формулу (6.29), так как даже для труб большого диаметра 168×11 мм и $m = 5$ значение k мало, что позволяет пренебречь жесткостью сечения трубы.

Полученные данные n показывают, что уже при малых числах оборотов прямолинейная форма бурильной колонны является неустойчивой.

Однако при числах оборотов, обычно применяемых в практике бурения, порядок значения m высокий, что приводит к увеличению значения k и делает невозможным использование формулы (6.29).

Например, при $m = 50$ для рассмотренного выше случая работы трубами 168×11 мм $k = 0,084$ и жесткостью сечения пренебрегать не следует.

Число оборотов n , соответствующее $m = 50$, определенное по формуле (6.27) при $P = 0$, равно 32 об/мин.

С увеличением n влияние жесткости сечения EI будет возрастать и критическое число оборотов должно определяться только формулой (6.27).

Значения критических чисел оборотов, определенные при разных значениях $m = 1, 3, 5...$, соответствуют различным формам искривления бурильной колонны в процессе вращения.

В рассматриваемом случае свободный конец стержня не находится в узле волны на оси вращения, а описывает круги. Следовательно, стержень при вращении будет образовывать не целое число полуволн.

На рис. 6.10 показаны формы искривления бурильной колонны при холостом вращении, соответствующие значениям $m = 1, 3, 5...$

Влияние веса УБТ бурильной колонны на ее устойчивость при холостом вращении может быть приблизительно учтено концевой растягивающей силой P .

При значительной длине бурильной колонны, когда отношение длины УБТ к длине колонны мало, значение концевой силы P можно приближенно принять равным весу УБТ. Так, например, для бурильной колонны длиной 1000 м, состоящей из труб 114×10 мм, при УБТ 40 м и диаметре 146 мм (масса 1 м УБТ равна 97 кг) приблизительное наименьшее значение $n_{кр}$ определится из формулы (6.28) при $m = 1$:

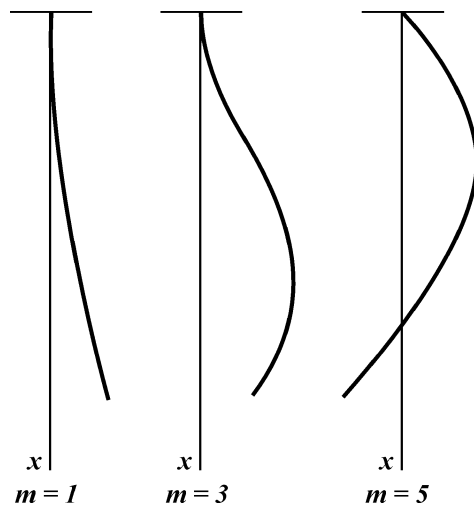
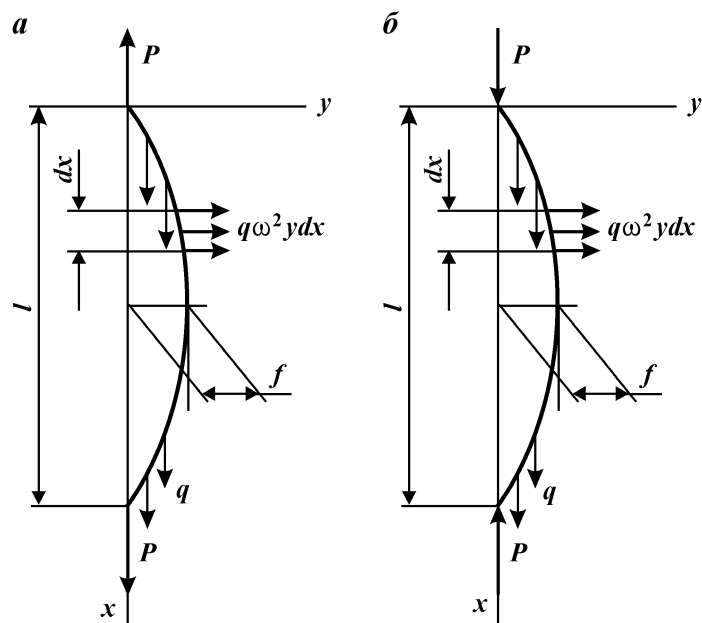


Рис. 6.10. Формы искривления буровой колонны

Рис. 6.11. Схемы деформации буровой колонны в период долбления



$$n_{кр} = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{1}{10^3} \left(\frac{\pi^2 \cdot 40 \cdot 97}{8 \cdot 10^3 \cdot 28,5} + \frac{g(0,25\pi^2 - 1)}{4} \right) \frac{\pi}{1,5\pi - 4}} = 1,47 \text{ об/мин},$$

что несколько выше критической скорости 1,2 об/мин для колонны без УБТ.

Вращение колонны в процессе бурения. Устойчивость колонны в процессе бурения, когда нижний конец колонны опирается на забой скважины, будет отличаться от рассмотренного выше случая. Бурильная колонна в процессе бурения имеет растянутый в верхней части и сжатый в нижней части участки, на которые действуют центробежные силы. Растяжение и сжатие колонны обуславливается собственным весом.

Определим $\omega_{кр}$ для бурильной колонны в процессе бурения. Нижний и верхний концы колонны принимают шарнирно закрепленными.

Уравнение упругой линии изогнутой колонны, удовлетворяющее граничным условиям (при $x = 0, y = 0, y'' = 0$; при $x = l, y = 0, y'' = 0$), представляют в виде

$$y = f \sin \frac{\pi m x}{l}, \quad (6.31)$$

где $m = 1, 2, 3 \dots$

Рассмотрим критическую угловую скорость для растянутой (рис. 6.11, а) и сжатой (рис. 6.11, б) частей колонны, пользуясь энергетическим методом.

Для определения $\omega_{кр}$ растянутой части колонны изменение потенциальной энергии рассматриваемой системы при малом отклонении стержня от прямолинейного положения равновесия примем равной нулю, т.е.

$$U - A_1 - A_2 - A_3 = 0, \quad (6.32)$$

где U — потенциальная энергия деформации изгиба стержня

$$U = \frac{1}{2} \int_0^l EI \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right)^2 dx = \frac{EI f^2 m^4 \pi^4}{4l^3}; \quad (6.33)$$

A_1 — работа растягивающей силы P

$$A_1 = -\frac{P}{2} \int_0^l \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx = -\frac{P f^2 \pi^2 m^2}{4l}; \quad (6.34)$$

A_2 — работа растягивающих сил собственного веса

$$A_2 = -\frac{gq}{2} \int_0^l (l-x) \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 dx = -\frac{gqf^2 m^2 \pi^2}{8}; \quad (6.35)$$

A_3 — работа центробежных сил

$$A_3 = \frac{1}{2} \int_0^l y dP_0 = \frac{1}{2} \int_0^l q \omega^2 y^2 dx = \frac{q \omega^2 f^2 l}{4}. \quad (6.36)$$

Для сжатой части колонны, подвергнутой воздействию сжимающей концевой силы, сжимающих сил собственного веса и центробежных сил $\omega_{кр}$ определится из того же выражения (6.32). В этом случае значения потенциальной энергии деформации изгиба U , работы A_1 концевой сжимающей силы, работы A_2 сжимающих сил собственного веса и работы A_3 центробежных сил определяются из выражений (6.33) — (6.36).

Однако при этом следует учесть, что для сжатого участка колонны в выражениях (6.34), (6.35) значения работ A_1 и A_2 следует принять с противоположным, т.е. положительным знаком.

Подставив значения U , A_1 , A_2 , A_3 в выражение (6.32), получают

$$\frac{El f^2 m^4 \pi^4}{4l^3} \pm \frac{P f^2 \pi^2 m^2}{4l} \pm \frac{gq f^2 m^2 \pi^2}{8} - \frac{q \omega^2 f^2 l}{4} = 0. \quad (6.37)$$

Тогда

$$\omega_{кр} = \pi m \sqrt{\frac{1}{l} \left(\frac{El m^2 \pi^2}{ql^3} \pm \frac{P}{ql} \pm 0,5g \right)} \frac{1}{l} \quad (6.38)$$

или критическое число оборотов в минуту

$$n_{кр} = 30m \sqrt{\frac{1}{l} \left(\frac{El m^2 \pi^2}{ql^3} \pm \frac{P}{ql} \pm 0,5g \right)}. \quad (6.39)$$

В выражении (6.39) знак плюс принадлежит растянутой части колонны, минус — сжатой части.

Для коротких валов $0,5g$ мало по сравнению с $\frac{El m^2 \pi^2}{ql^3}$ и этим значением можно пренебречь. Так, например, для вала из труб 89×11 мм, длиной 7 м отношение $0,5g$ к

$\frac{Elm^2\pi^2}{ql^3}$ при наименьшем значении m приблизительно составит 0,01.

Для валов меньших длин, больших значений m и диаметров значение k уменьшается и 0,5 можно пренебречь.

Поэтому для коротких валов при отсутствии концевой силы P формула (6.38) приводится к формуле С.П. Тимошенко для определения критических чисел оборотов вала:

$$\omega_{кр} = \frac{\pi^2 m^2}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{q}} \quad \text{или} \quad n_{кр} = \frac{30\pi m^2}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{q}}. \quad (6.40)$$

Для длинных валов, какими являются бурильные колонны, имеем противоположное явление.

Значение $\frac{Elm^2\pi^2}{ql^3}$ при малых значениях m будет мало по сравнению с 0,5g. Так, для колонны из труб 168×11 мм, $l = 200$ м, при $m = 1$ отношение $\frac{Elm^2\pi^2}{ql^3}$ к 0,5g будет равно приблизительно 0,0042.

С увеличением длины колонны и уменьшением ее размеров значение k будет уменьшаться и значением $\frac{Elm^2\pi^2}{ql^3}$ можно пренебречь.

Тогда для растянутой части колонны при отсутствии концевой силы P критическое число оборотов

$$n = 30m \sqrt{\frac{g}{2l}}. \quad (6.41)$$

Определим наименьшее значение критической скорости (при $m = 1$) для колонны с длиной растянутой части $l = 1000$ м при отсутствии концевой силы P :

$$n = 30 \sqrt{\frac{9,81}{2 \cdot 1000}} \approx 2,1 \text{ об/мин},$$

что указывает на неустойчивость прямолинейной формы бурильной колонны уже при малых числах оборотов.

Аналогично холостому вращению колонны повышение числа оборотов колонны при бурении связано с увеличением числа полуволн, т.е. значения m . При больших значениях m , соответствующих используемым в практике числам оборотов

ротора, значение k будет большим и, следовательно, в расчетах пренебрегать жесткостью сечения труб EI нельзя. В этих случаях для определения критических чисел оборотов следует использовать формулу (6.39).

Из выражения (6.38) видно, что для сжатой части колонны значения $\omega_{кр}$ меньше, чем для растянутой.

Из того же выражения следует, что для сжатого участка колонны при

$$\frac{EI m^2 \pi^2}{g q l^3} = \frac{P}{g q l} + 0,5n = 0.$$

Это означает, что стержень при соблюдении указанного условия под действием собственного веса и сжимающей силы P потеряет устойчивость до того, как начнет вращаться. При $m = 1$ будем иметь ранее полученное выражение (6.3), а критическая длина сжатого стержня при отсутствии концевой силы P определится из выражений (6.5), т.е.

$$l_{кр} = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{g q}}.$$

Как видно из формулы (6.39), при одной и той же длине растянутой или сжатой части бурильной колонны в зависимости от значений m изменяется скорость $n_{кр}$. С увеличением же n изменяется форма упругой оси изогнутой колонны, что связано с увеличением числа полуволн, образующихся вдоль бурильной колонны. В зависимости от значения m колонна будет иметь одну, две, три и более полуволн.

Выражение (6.37) позволяет приблизительно определить длину полуволны L искривленной бурильной колонны (см. рис. 6.1) как в сжатой, так и в растянутой части.

Пренебрегая работой осевых сил собственного веса полуволны как малой по сравнению с работой концевых сил P , действующих на полуволну, и выразив длину полуволны как $L = l/m$, получим

$$q\omega^2 L^4 \pm \pi^2 P L^2 - \pi^4 EI = 0 \quad (6.42)$$

или

$$L = \sqrt{\frac{\pm \pi^2 P + \sqrt{\pi^4 P^2 + 4EI\pi^4 q\omega^2 / g}}{2q\omega^2}}.$$

Для растянутой части бурильной колонны второй член уравнения (6.42) будет иметь знак минус, для сжатой части —

плюс. Принимая $g = 10 \text{ м/с}^2$, $E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$, $\pi^2 = 10$, а также имея в виду, что действующая на полуволну сила P , являясь частью веса колонны, будет равна qz , где z — координата того места колонны, где определяется длина полуволны L (для растянутой части z нужно принимать положительной, для сжатой — отрицательной; отсчитывать следует от плоскости раздела сжатой и растянутой частей колонны), будем иметь

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{\frac{qz + \sqrt{q^2 z^2 + 8ql\omega^2}}{2q}}$$

или в окончательном виде получим формулу Г.М. Саркисова для определения длины полуволны вращающейся колонны

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{2 \cdot 10^8 I \omega^2}{q}}} \text{ м,} \quad (6.43)$$

где I — момент инерции сечения трубы в м^4 ; q — масса 1 м трубы, кг/м ; ω — угловая скорость вращения колонны, с^{-1} ; z в м.

Как видно из формулы (6.43), полуволна L для растянутой части увеличивается в направлении к устью скважины; для сжатой части длина полуволны уменьшается в направлении к забою.

При определении L исходили из одновременного воздействия на низ колонны осевых и центробежных сил. В реальных условиях осевая нагрузка начинает действовать после доведения до забоя колонны, искривленной в процессе холостого вращения центробежными силами. Однако длина полуволны в обоих случаях получается почти одинаковой.

Критические скорости вращения колонны и длину полуволны определяли без учета влияния стенок скважины на работу труб, поэтому полученные результаты должны рассматриваться как приближенные.

При определении длины полуволны вращающейся колонны исходили из предположения, что колонна представляет собой однородный стержень постоянного диаметра. В действительности наличие бурильных замков в колонне создает увеличенную жесткость сечений в местах расположения замков, что влияет на форму искривления вала в процессе его вращения. Наличие замков может предопределить положение выступа или впадины волны, уменьшая ее расчетную длину. Поэтому, если длина полуволны L , определенная по формуле (6.43), несколько больше расстояния между замками (обычно

расстояние это равно 12 м), то целесообразно за длину полу-
волны принять расстояние между замками. Если длина полу-
волны окажется меньше расстояния между замками, то за
длину L следует принять значение, полученное по формуле
(6.43).

Устойчивость в общем случае нагружения

Для общего случая нагружения критическая
нагрузка от собственного веса с учетом перепада давления и
скорости движения бурового раствора

$$P_{кр} = (1,94 - 3,55) \sqrt[3]{EI[(q - q_{ж})g - \Delta_{т}F_{в} - \Delta_{к}F_{н}]^2 -} \\ - p_0F_0 - v_{ж}(F_{в}v_{в}^2 + F_{к}v_{к}^2), \quad (6.44)$$

где $q, q_{ж}$ — масса соответственно трубы и жидкости в расче-
те на единицу глубины скважины, кг/м; $\Delta_{т}, \Delta_{к}$ — потери дав-
ления жидкости на единице длины колонны соответственно в
трубах и кольцевом пространстве, Па/м; $F_{н}, F_{в}$ — площадь
трубы соответственно по наружному и внутреннему диамет-
рам, м²; p_0 — перепад давления в долоте, Па; F_0 — площадь
проходного отверстия, м²; $v_{в}, v_{к}$ — скорость жидкости в тру-
бах и кольцевом пространстве, м/с; $F_{к}$ — площадь кольцево-
го сечения, м².

Критическая частота вращения колонны для общего случая
нагружения

$$n = \frac{30m}{l} \sqrt{\left(\frac{m^2 \pi^2 EI}{l^2} \pm P - P_0 \pm 0,5qlg \right) \frac{1}{q}},$$

где

$$P_0 = p_0F_0 + [(\gamma_{ж}g + \Delta_{к})F_{н} - (\gamma_{ж}g - \Delta_{т})F_{в}] \frac{l}{2} + \gamma_{ж}(F_{в}v_{в}^2 + F_{к}v_{к}^2);$$

m	1,98	1,99	2,02	2,07	2,22	2,32	2,34
n	0	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0

Длина (в м) полуволны изогнутой колонны при вращении

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5A + \sqrt{0,25A^2 + \frac{EI\omega^2}{10^2q}}}, \quad (6.45)$$

где E — модуль упругости материала труб, Н/м²; I — момент инерции сечения, м⁴; ω — угловая скорость, с⁻¹; g — ускорение силы тяжести, м/с²; l — длина колонны, м;

$$A = z - \frac{\gamma_{ж}}{10q} (F_{в} v_{в}^2 + F_{к} v_{к}^2) - \frac{p_0 F_0}{10q} - \left[\left(\gamma_{ж} g + \frac{p_{к}}{l} \right) F_{н} - \left(\gamma_{ж} g - \frac{p_{т}}{l} \right) F_{в} \right] \frac{l_0 + z}{10q};$$

EI — жесткость сечения трубы, Н/м²; q_t — вес 1 м труб, Н/м; l_0 — длина сжатой колонны, м; z — координата того места колонны, где определяется длина полуволны (для растянутой части значение z следует принимать положительным, для сжатой — отрицательным), м; $p_{к}$, $p_{т}$ — потери давления соответственно в колонне и затрубном пространстве, Па; q — масса 1 м трубы, кг/м; $\gamma_{сж}$ — плотность жидкости, кг/м³.

С ростом скорости движения и давления бурового раствора длина полуволны уменьшается.

Разность в длинах полуволн, определенных по формуле (6.45), увеличивается с приближением к устью скважины.

6.3. НАПРЯЖЕНИЯ И НАГРУЗКИ

Растяжение и сжатие

Статические напряжения. В вертикальной скважине осевые σ (в Н/м²) напряжения в подвешенной в жидкости колонне определяются из выражения

$$\sigma = \frac{g(Q_t + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) + Q_6 g \left(\frac{l_x}{l_6} - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right)}{F}, \quad (6.46)$$

где Q_t — масса УБТ, кг; Q_6 — масса бурильных труб в колонне, кг; G — масса долота и забойного двигателя, кг; l_6 — длина бурильных труб (без УБТ), м; l_x — расстояние от начала бурильной колонны (без УБТ) до рассматриваемого сечения, м; $\gamma_{ж}$ — средняя плотность бурового раствора, кг/м³; γ — плотность материала труб, кг/м³, F — площадь сечения труб, м².

Из (6.46) следует, что при $l_x/l_6 < \gamma_{ж}/\gamma$ в нижней части бу-

рильной колонны будет сжатый участок. Наличие УБТ существенно уменьшает сжимающие напряжения в бурильных трубах.

Наибольшие растягивающие напряжения действуют у устья ($l_x = l_0$). С достаточной для практических расчетов точностью наибольшие растягивающие напряжения для колонны в вертикальной скважине определяются из выражений:

а) для колонны в подвешенном состоянии при отсутствии движения раствора

$$\sigma_p = \frac{(Q_0 + Q_T + G)g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}{F}; \quad (6.47)$$

б) для колонны в подвешенном состоянии в процессе движения бурового раствора

$$\sigma_p = \frac{(Q_0 + Q_T + G) \left[1 - \frac{1}{g\gamma} \left(g\gamma_{ж} + \frac{\Delta_k + \Delta_T}{F} \right) F_{\Pi} \right] g + p_{\Pi}(F_{\Pi} - F_T) + (F_T - F_0)p_0}{F}, \quad (6.48)$$

где Δ_T , Δ_k — потери давления соответственно в трубах и кольцевом пространстве на длине 1 м, Па/м; F_{Π} — площадь проходного канала трубы, м²; p_{Π} — перепад давления на турбобуре, Па; F_T — площадь канала вала турбобура, м²; F_0 — площадь промывочных отверстий долота, м; p_0 — перепад давления на долоте, Па.

С учетом упрощения выражения (6.48) σ_p определяется (в Па) из выражения

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{F} = \frac{k(Q_0 + Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) g + (p_{\Pi} + p_0)F_{\Pi}}{F}, \quad (6.49)$$

где k — коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции, принимаемый равным 1,15.

Приближенно величина σ_p может быть определена (в Па) из формулы

$$\sigma_p = 1,15k_0(\gamma - \gamma_{ж})lg, \quad (6.50)$$

где l — вся длина бурильной колонны; k_0 — коэффициент, учитывающий влияние бурильных замков и высаженных концов труб. Для стальных труб принимается $\approx 1,1$.

Если колонна составлена из труб с разными материалами (легкосплавные и стальные), то (6.49) определяется по формуле (в Па)

$$\sigma_p = \frac{k(Q_T + Q_6 + G)\left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_c}\right)g + kQ_a\left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_a}\right)g + (p_{п} + p_0)F_{п}}{F}, \quad (6.51)$$

где γ_c — плотность стали, кг/м³; γ_a — плотность алюминиевого сплава, кг/м³, Q_a — масса труб из алюминиевых сплавов, кг.

Наибольшее сжимающее напряжение в подвешенной колонне будет при отсутствии перепада давления в сечении $l_x = 0$ при условии $(Q_T + G)(1 - \gamma_{ж}/\gamma) < Q_6(\gamma_{ж}/\gamma)$. В процессе бурения часть веса колонны передается на забой, растягивающие напряжения уменьшаются, а сжимающие увеличиваются. Тогда наибольшие сжимающие напряжения (при условии соблюдения указанного выше неравенства) можно определить из выражения

$$\sigma_c = \frac{ag\left[(Q_T + G)\left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - Q_6\frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right] - Q_A}{F}, \quad (6.52)$$

где Q_A — осевая нагрузка на долото, Н; a — коэффициент, учитывающий уменьшение эффекта облегчения веса бурильной колонны в растворе при соприкосновении долота с забоем за счет площади контакта долота ($a < 1$).

Наибольшее растягивающее напряжение (в Па) в бурильной колонне в наклонно направленной скважине определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{k(gP_B + P_H + P_{и} + P_T)\left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) + F_{п}(p_{п} + p_0)}{F}, \quad (6.53)$$

где P_B — масса вертикального участка колонны, кг; P_H — усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на прямолинейных наклонных участках скважины, Н; $P_{и}$ — усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на участках увеличения или уменьшения угла наклона скважины, Н; P_T — усилие, создаваемое в колонне утяжеленными бурильными трубами и забойным двигателем на нижнем прямолинейном участке скважины, Н:

$$P_{и} = \sum_1^m Q_{ni}g(\mu_i \sin \alpha_i + \cos \alpha_i), \quad (6.54)$$

где Q_{ni} — масса i -го наклонного участка бурильной колонны; μ_i — коэффициент трения труб о породу ($\mu = 0,15 \div 0,35$);

α_i — угол наклона скважины на рассматриваемом участке (для вертикального участка $\alpha = 0$); m — число наклонных участков;

$$P_{\text{и}} = \sum_1^n \mu_i \left| \pm 2q_i g R_i (\cos \alpha_{\text{ик}} - \cos \alpha_{\text{ин}}) - q_i g R_i \Delta \alpha_i \sin \alpha_{\text{ик}} \pm \right. \\ \left. \pm P_i \Delta \alpha_i \right| + \sum \left| q_i g R_i (\sin \alpha_{\text{ик}} - \sin \alpha_{\text{ин}}) \right|, \quad (6.55)$$

где q_i — масса 1 м колонны на рассматриваемом участке, кг/м; R_i — радиус кривизны участка, м;

$$\Delta \alpha_i = |\alpha_{\text{ик}} - \alpha_{\text{ин}}|, \quad (6.56)$$

$\alpha_{\text{ин}}, \alpha_{\text{ик}}$ — углы наклона соответственно в начале и конце участка; P_i — усилие натяжения колонны в конце рассматриваемого участка, Н; n — число искривленных участков.

В формуле (6.55) при уменьшении угла наклона скважины принимают знак плюс, при увеличении — минус. В расчетах учитываются абсолютные значения $\Delta \alpha_i$ и слагаемые выражения (6.55):

$$P_{\text{т}} = g(Q_{\text{т}} + G)(\mu_{\text{п}} \sin \alpha_{\text{п}} + \cos \alpha_{\text{п}}), \quad (6.57)$$

где $\mu_{\text{п}}, \alpha_{\text{п}}$ — соответственно коэффициент трения и угол наклона на нижнем прямолинейном участке.

Если на рассматриваемом участке колонна состоит из нескольких секций, то $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{и}}$ определяют для каждой секции, а затем суммируют. Силы сопротивления колонны для разных случаев рассмотрены М.М. Александровым.

Если $P_{\text{н}}, P_{\text{и}}, P_{\text{т}}$ меньше собственного веса колонны на рассматриваемых участках, то при расчете по формуле (6.53) сумма эта принимается равной весу бурильной колонны.

Динамические напряжения. В процессе торможения бурильной колонны при спускоподъемных операциях возникают инерционные силы, связанные с изменением скорости движения колонны. Наибольшие напряжения σ у устья скважины с учетом динамических напряжений можно оценить по формуле

$$\sigma = \sigma_{\text{ст}} + \frac{E \Delta v}{a} \sqrt{1 + \frac{Q_{\text{т}}}{Q_{\text{б}}}}, \quad (6.58)$$

где $\sigma_{\text{ст}}$ — статическое напряжение в подошвенной колонне, Па; Δv — ускорение движения колонны, м/с²; a — скорость звука в металле, м/с (для стали $a = 5000$); $Q_{\text{т}}$ — масса утяже-

ленных труб, кг; Q_6 — масса колонны бурильных труб, кг. В формуле (6.58) $Q_t < Q_6$.

Если колонна движется со скоростью v и конечным ускорением W , то после ее мгновенной остановки наибольшее напряжение можно оценить по формуле

$$\sigma = \sigma_{\text{ст}} + \frac{Ev}{a} + \frac{EWl}{a^2},$$

где l — длина колонны, м.

Кручение

Касательные напряжения в трубах действуют по всей длине бурильной колонны. Неравномерная подача энергии и неравномерное ее поглощение колонной приводит к изменению крутящего момента в процессе вращения, что, в свою очередь, влечет за собой ускорение и замедление вращения и, как следствие, возникновение колебаний колонны. На бурильную колонну передаются как постоянные, так и переменные моменты.

Среднее значение крутящего момента

$$M = 9550 \frac{N_b + N_{\text{и}} + N_A}{n}. \quad (6.59)$$

Мощность (в кВт), расходуемая на холостое вращение стальных труб в вертикальной скважине,

$$N_b = 13,5 \cdot 10^{-8} l d^2 n^{1,5} D^{0,5} \gamma_{\text{ж}} g, \quad (6.60)$$

где l — длина колонны, м; d — диаметр бурильных труб, м; n — частота вращения колонны, об/мин, D — диаметр скважины, м.

Мощность (в кВт), расходуемая на вращение колонны на изогнутом участке,

$$N_{\text{и}} = \frac{2n}{9550R} \sqrt{EIGI_p}, \quad (6.61)$$

где R — радиус искривления, м; EI — жесткость сечения, Н·м²; G — модуль сдвига, Н/м²; I_p — полярный момент инерции, м⁴.

Мощность (в кВт), расходуемая на разрушение породы (формула предложена фирмой "Юз", США):

$$N_A = 5 \cdot 10^{-6} c n D_A^{0,4} Q^{1,3}, \quad (6.62)$$

где c — коэффициент крепости пород (мягкие — 7,8; средние — 6,9; твердые — 5,5); D_A — диаметр долота, мм; Q — осевая нагрузка на долото, кН.

Касательные напряжения (в Н/м²) в колонне по формуле

$$\tau = 9550 \frac{N_v + N_i + N_A}{W_p}, \quad (6.63)$$

где W_p — полярный момент сопротивления сечения трубы, м³.

Для ведущих труб касательные напряжения определяют в зависимости от формы сечения труб. Для ведущих труб квадратного сечения наибольшие напряжения (в Па) действуют на наружной поверхности трубы в середине квадрата (формула Г.М. Саркисова и Ю.А. Амен-заде)

$$\tau_{\max} = \frac{0,6M_{\text{кр}}}{\left[1 - 0,7\left(\frac{r}{a}\right)^4\right]a^3}, \quad (6.64)$$

где $M_{\text{кр}}$ — крутящий момент, Н·м; r — радиус канала трубы, м; a — половина стороны квадрата, м.

Динамические нагрузки возникают при заклинивании долота и остановке конца бурильной колонны. Примерное значение динамического напряжения (в Н/м²) можно оценить по формуле

$$\tau = 1,2 \cdot 10^7 \omega d, \quad (6.65)$$

где ω — угловая скорость; d — диаметр трубы, м.

Напряжения изгиба

Изгибающие напряжения в бурильных трубах возникают и в вертикальной, и в наклонно направленной скважинах и связаны с различными причинами: вращением колонны, сжатием колонны усилием, превышающим критическое значение; искривлением ствола скважины; искривлением бурильной колонны при бурении с плавучих средств, связанным с перемещением судна и др.

В зависимости от условий работы бурильная колонна может вращаться вокруг собственной оси или вокруг оси скважины. Характер вращения определяется затрачиваемой при этом энергией.

Изгибающие напряжения в вертикальной скважине рассчитывают из выражений:
переменные напряжения

$$\sigma_a = \pi^2 E I f / 2 L^2 W; \quad (6.66)$$

постоянное напряжение

$$\sigma_m = \pi^2 E I f / L^2 W \text{ или } \sigma_m = 2 \sigma_a. \quad (6.67)$$

Изгибающие напряжения при вращении колонны на искривленных участках

$$\sigma_a = E I / R W, \quad (6.68)$$

где R — радиус искривления; W — осевой момент сопротивления опасного сечения. Напряжения σ_a являются знакопеременными. Если колонна не вращается, то изгибающие напряжения постоянны и рассчитываются по формуле

$$\sigma_{и} = E I / R W. \quad (6.69)$$

Радиус искривления скважины

$$R = \frac{l}{\sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \sin \delta_2 \cos \beta - \cos \delta_1 \cos \delta_2)}}, \quad (6.70)$$

где δ_1, δ_2 — углы наклона соответственно в начальной и конечной точках рассматриваемого участка длиной l ; β — разность азимутальных углов в тех же точках.

Напряжение в трубах, подвешенных в клиновом захвате

Осевую нагрузку (вес колонны), при которой напряжения в теле трубы достигнут предела текучести, определяют (в кН) из выражения

$$Q_k = Q_0 c = \frac{\sigma_t F c \cdot 10^3}{1 + \frac{d_{cp}}{4l \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}}, \quad (6.71)$$

где σ_t — предел текучести материала трубы, МПа, F — площадь сечения тела трубы, м^2 ; d_{cp} — средний диаметр трубы, мм; l — длина соприкосновения клина с трубой, мм; c — коэффициент, учитывающий неравномерное распределение удельного давления по окружности трубы:

$$c = \left(\frac{\beta m}{360} \right)^{\sqrt{3m-1}}, \quad (6.72)$$

где β — угол охвата трубы плашками одного клина, градус;
 m — количество клиньев.

Формула (6.71) применима при $c \geq 0,7$ и

$$\frac{\sqrt[4]{3(1-\mu)^2 l}}{\sqrt{sR}} \geq \frac{3}{2} \pi. \quad (6.73)$$

В табл. 6.2 приведены предельные нагрузки для бурильных колонн, подвешенных в клиновом захвате. Расчеты выполнены для $\alpha = 9^\circ 7' 45''$ (уклон 1:6), $\operatorname{tg}(\alpha + \varphi) = 0,4$ и $c = 1$. В зависимости от типа захвата изменяются величины s и l .

Таблица 6.2

Предельные нагрузки (кН) для бурильных труб

Длина клина, мм	Группа проч- ности стали	Диаметр труб, мм							
		89				114			
		Толщина стенки, мм							
		7	9	11	7	8	9	10	11
300	Д	590	740	880	730	830	930	1020	1120
	К	770	970	1160	960	1090	1220	1340	1470
	Е	850	1070	1280	1060	1200	1340	1480	1610
	Л	1000	1260	1510	1250	1420	1590	1750	1910
	М	1160	1460	1740	1440	1640	1830	2020	2200
400	Д	610	770	910	770	870	970	1070	1170
	К	800	1010	1200	1010	1140	1280	1410	1530
	Е	880	1110	1320	1110	1260	1400	1550	1690
	Л	1040	1310	1560	1310	1480	1660	1830	1990
	М	1200	1510	1800	1510	1710	1910	2110	2300

Продолжение табл. 6.2

Длина клина, мм	Группа проч- ности стали	Диаметр труб, мм							
		127				140			
		Толщина стенки, мм							
		7	8	9	10	8	9	10	11
300	Д	800	910	1020	1120	990	1110	1220	1340
	К	1060	1200	1340	1480	1300	1460	1610	1760
	Е	1160	1320	1480	1630	1430	1600	1770	1930
	Л	1370	1560	1740	1920	1690	1890	2090	2290
	М	1580	1800	2010	2220	1950	2180	2410	2640
400	Д	850	960	1070	1180	1050	1170	1290	1410
	К	1110	1260	1410	1560	1380	1540	1700	1860
	Е	1220	1390	1550	1710	1510	1690	1870	2040
	Л	1440	1640	1830	2020	1790	2000	2210	2410
	М	1670	1890	2110	2330	2060	2310	2550	2780

Коэффициенты запаса прочности

Коэффициенты запаса прочности при растяжении $n = \sigma_t / \sigma_p$ приводятся в табл. 6.3.

Для колонны, подвешенной в клиновом захвате:

$$n \geq Q_t / Q. \quad (6.74)$$

Для труб с $\sigma_t < 650$ МПа наименьшее значение $n = 1,1$, а для труб с $\sigma_t \geq 650$ МПа $n = 1,15$.

При совместном действии нормальных и касательных напряжений

$$n = \frac{\sigma_t}{\sqrt{(\sigma_p + \sigma_n)^2 + 3\tau^2}}. \quad (6.75)$$

Запас прочности для бурильной колонны, находящейся под действием как переменных, так и постоянных напряжений, определяется из зависимости (формула А.Е. Сарояна)

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A - \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_m}, \quad (6.76)$$

где $(\sigma_{-1})_A$ — предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба (табл. 6.4); σ_B — предел прочности; σ_p — напряжение растяжения; σ_a — амплитуда переменных напряжений изгиба; σ_m — постоянное напряжение изгиба.

Запас прочности в нейтральном сечении вертикальной колонны (верхний конец сжатого участка УБТ) при $\sigma_p = 0$

Таблица 6.3

Значения $n = \sigma_t / \sigma_p$

Скважина	Бурение забойными двигателями	Вращательное (ротаторное) бурение
Вертикальная	1,3/1,35	1,4/1,45
Наклонно направленная	1,35/1,4	1,45/1,5

Примечание. В числителе даны значения для нормальных условий бурения, в знаменателе — для осложненных.

Таблица 6.4

Пределы (в МПа) выносливости буровых труб

Диаметр труб, мм	Трубы по ГОСТ 631–75 с резьбой треугольного профиля			Трубы по ГОСТ 731–75 со стабилизирующим пояском ТБВК			Трубы с приваренными замками ТБПВ		Трубы из алюминиевых сплавов	
	Д	К (36Г2С)	Е (38ХНМ)	Д	К	Е	Д	К	Д16Т	1953, К-48
50	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60	—	—	—	—	—	—	100	—	—	—
73	75	65	—	140	140	150	—	—	50–56	—
89	75	60	—	—	120	—	—	—	—	—
102	—	—	—	—	110	120	—	—	—	—
114	70	60	80	140	110	120	100	90	43–52	—
127	—	—	—	—	100	110	100	90	—	—
140	70	60	80	—	100	110	100	90	—	—
147	—	—	—	—	—	—	—	—	36–46	40

Примечания: 1. Пределы выносливости даны на основании усредненных данных испытаний, проведенных в АзНИПИнефти, ВНИИБТ, ВНИИТнефти и ФМИ АН УССР. 2. Предел выносливости для трубы диаметром 50 мм по ГОСТ 7909–56 приведен по данным СКБ ВПО "Союзгеотехника".

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_m}. \quad (6.77)$$

Значения σ_a и σ_m определяют из (6.66) и (6.67). На искривленных участках наклонно направленных и вертикальных скважин при $\sigma_m = 0$

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A - \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a}. \quad (6.78)$$

Значение σ_a определяют из (6.68). У нижнего конца буровой колонны над УБТ $\sigma_p = 0$, тогда

$$n = (\sigma_{-1})_A / \sigma_a. \quad (6.79)$$

По формулам (6.76) – (6.79) коэффициент запаса прочности $n \geq 1,5$.

Значения $(\sigma_{-1})_A$ для труб (см. табл. 6.4) получены при натурных испытаниях.

6.4. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Расчет утяжеленных бурильных труб

Диаметр УБТ определяют из условия обеспечения наибольшей жесткости труб при изгибе с учетом конструкции скважин и условий бурения. Длину УБТ определяют в зависимости от нагрузки на долото.

В табл. 6.5 приводятся рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ согласно РД 39-2-411—80.

Жесткость наддолотного участка УБТ должна быть больше жесткости сечения обсадной колонны, под которую ведется бурение. В табл. 6.6 приводятся соотношения диаметров обсадных труб и наименьших диаметров УБТ, удовлетворяющих указанному условию.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть $\geq 0,7$. Если это отношение $< 0,7$, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр первой ступени должен соответствовать табл. 6.6, а отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть $\geq 0,8$.

Таблица 6.5

Соотношения диаметров долот и УБТ

Диаметр, мм			
долота	УБТ	долота	УБТ
139,7—146	114 108	269,9	229 203
149,2—161	121—139 114—121	295,3	245 219
165,1—171,4	133—146 121—133	320	245 229
187,3—200	159 146	349,2	254 229
212,7—228,6	178 159	$\geq 374,6$	273 254
244,5—250,8	203		
	178		

Примечания: 1. В верхней строке приведено значение диаметра УБТ для нормальных условий бурения, в нижней — для осложненных. 2. В осложненных условиях при бурении долотами диаметром свыше 250,8 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего диаметра с одновременной установкой опорно-центрирующих устройств. 3. При бурении забойными двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра двигателя.

Таблица 6.6

Диаметры обсадных труб и УБТ

Диаметр, мм			
обсадной трубы	УБТ	обсадной трубы	УБТ
114	108	245	203
127	121	273	203
140–146	146	299	229
168	159	324–339	229
178–194	178	351	229
219	178	377	254

Длину комплекта УБТ I_0 , состоящего из труб одного диаметра, определяют по формуле

$$I_0 = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{gq_0}, \quad (6.80)$$

где Q — нагрузка на долото, Н; q_0 — масса 1 м УБТ в растворе, кг/м.

Общий вес комплекта УБТ, состоящего из труб разных диаметров, $q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + l_n q_n = (1,2+1,25) \frac{Q}{g}$. Если $Q > P_{кр}$, на сжатом участке УБТ рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения.

Наиболее опасные для УБТ — знакопеременные изгибающие напряжения, определяемые по формулам (6.66) и (6.68), или, выразив $R = 573/\alpha_0$, где α_0 — интенсивность искривления на 10 м, получим условие прочности для УБТ

$$\frac{\pi^2 EI f}{2L^2 W} \leq \frac{(\sigma_{-1})_A}{1,5} \text{ и } \frac{EI \sigma_0}{573 W} \leq \frac{(\sigma_{-1})_A}{1,5}. \quad (6.81)$$

Так как $W(\sigma_{-1})_A$ представляет собой предельный изгибающий момент при натурных испытаниях, то условия прочности могут быть записаны в виде

$$\frac{\pi^2 EI f}{2L^2} \leq \frac{M_{пред}}{1,5} \quad (6.82)$$

и

$$\frac{EI \sigma_0}{573} \leq \frac{M_{пред}}{1,5}. \quad (6.83)$$

Испытания по определению $M_{пред}$ проведены во ВНИИБТ.

Расчет напряжений в УБТ следует проводить в качестве контрольного при бурении на искривленных участках или с большой частотой вращения. Из (6.82) и (6.83) при известном $M_{\text{пред}}$ определяют $(\alpha_0)_{\text{max}}$, f_{max} и L_{min} .

Расчет бурильных труб при бурении забойными двигателями

В процессе расчета определяются либо напряжения в трубах, либо длины секций по допустимым нагрузкам.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Допустимая глубина спуска односекционной колонны (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_t + G)(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1,15q_1g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}; \quad (6.84)$$

$$Q_p^{(1)} = \sigma_t F_1 / n = Q_1 / n,$$

где $Q_p^{(1)}$ — допустимая растягивающая нагрузка на трубы, Н; $Q_t + G$ — масса УБТ и забойного двигателя, кг; $p_{\text{п}}$ — перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па; Q_1 — предельная нагрузка на трубу, Н; F_1 — площадь поперечного сечения тела трубы, м².

Общая длина колонны $l = l_0 + l_1$ (l_0 — длина УБТ и забойного двигателя).

Для одноразмерной многосекционной колонны, составленной из труб разных толщин и групп прочности, длина первой (нижней) секции (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_t + G)(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1,15q_1g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}. \quad (6.85)$$

Длина второй секции (в м)

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15q_2g(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}. \quad (6.86)$$

Длина n -й секции (в м)

$$l_3 = \frac{Q_p^{(n)} - Q_p^{(n-1)}}{1,15q_ng(1 - \gamma_{\text{ж}} / \gamma)}, \quad (6.87)$$

где $q_1, q_2, \dots, q_n$ — масса 1 м труб каждой секции, кг/м; Q_p^1 ,

$Q_p^2, \dots, Q_p^n$ — допустимые растягивающие нагрузки для труб каждой секции, Н/м.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большего диаметра. Длины секций I (нижней) ступени двухразмерной колонны определяют по формулам (6.85) — (6.87).

Длины секций II (верхней) ступени определяют (в м) из выражений

$$I_{m+1} = \frac{Q_p^{(m+1)} - Q_p^{(m)} - p_{II} F_{II}'}{1,15q_{m+1}g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}; \quad (6.88)$$

$$I_{m+2} = \frac{Q_p^{(m+2)} - Q_p^{(m+1)}}{1,15q_{m+2}g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)} \text{ и т.д.}, \quad (6.89)$$

где m — число секций нижней ступени; Q_p^m — допустимая нагрузка для труб последней секции I ступени, Н; Q_p^{m+1} , Q_p^{m+2} — допустимые нагрузки для труб первой и второй секций II ступени, Н; F_{II}' — разность площадей проходных сечений труб нижних секций II и I ступеней колонны, м²; q_{m+1} , q_{m+2} — масса 1 м труб первой и второй секций II ступени, кг/м.

Напряжения в бурильной колонне для вертикальной скважины рассчитывают по формулам (6.49), (6.58), (6.66), (6.67).

Для колонны в наклонно направленной скважине напряжение в каждой секции определяют по двум расчетным схемам:

секция находится под действием как веса расположенной ниже части колонны, так и сил сопротивления ее движению на искривленных и наклонных участках;

секция находится только под действием веса расположенной ниже части колонны (предполагается, что скважина вертикальная).

Расчет бурильных труб при бурении роторным способом

Расчет производят на статическую прочность и выносливость.

Для вертикальных скважин на выносливость рассчитывают нижние секции колонны, расположенные над УБТ на длине ~ 200 м.

Переменные и постоянные напряжения изгиба определяют по формулам (6.66), (6.67) для сечения $z = 0$, а коэффициент запаса прочности — по формуле (6.77).

Для наклонно направленных скважин расчет на выносливость проводят для всех труб, расположенных ниже начала искривления. Для нижней секции ($z = 0$) напряжения определяют по формулам (6.66) — (6.68), а коэффициент запаса — по формулам (6.77) и (6.78).

Для остальных секций напряжения определяют по (6.53) при $\mu = 0$ и (6.68), а коэффициент запаса — по (6.78).

В местах искривления ствола скважины фактический коэффициент запаса определяют по формуле (6.82), переменные напряжения — по формуле (6.68), а постоянные σ_p — по (6.49) и (6.53).

Расчет на статическую прочность ведется на совместное действие нормальных и касательных напряжений.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Подобранные трубы нижней секции рассчитывают на наружное давление (не менее 25 МПа). Длины (в м) одноразмерной многосекционной колонны — из условия статической прочности:

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15Q_T(1 - \gamma_{ж} / \gamma) - p_{п}F_{п}}{1,15q_1g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}; \quad (6.90)$$

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15q_2g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)} \text{ и т.д.}, \quad (6.91)$$

$$Q_p^{(1)} = Q_1 / 1,04n; \quad Q_p^{(2)} = Q_2 / 1,04n \text{ и т.д.},$$

где Q_1, Q_2 — предельные нагрузки для труб, Н.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большего диаметра. Длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (6.90), (6.91), длины секций II ступени — по формулам (6.88), (6.89), причем:

$$Q_p^{(m)} = Q_m / 1,04n, \quad Q_p^{(m+1)} = Q_{m+1} / 1,04n; \quad Q_p^{(m+2)} = Q_{m+2} / 1,04n.$$

При использовании клиновых захватов для спускоподъемных операций прочность верхней трубы секции проверяют согласно выражению

$$\frac{10^3 Q_0 c}{(Q_0 + Q_T)(1 - \gamma_{ж} / \gamma)g} \leq n, \quad (6.92)$$

где Q_0 — предельная нагрузка (см. табл. 6.2).

Особенности расчета бурильных колонн при бурении с плавучих средств

Бурение скважины с плавучих средств связано с перемещениями судна под влиянием ветра, течений и других факторов. В общем случае судно может получить линейное и угловое перемещение относительно оси скважины. Судно может перемещаться в направлении как горизонтальной, так и вертикальной осей; поворот судна совершается вокруг тех же осей. Смещение судна относительно оси скважины, поворот судна, а также непосредственно влияние волн и течений на бурильную колонну приводят к возникновению в трубах, находящихся в воде, изгибающих моментов.

Общий изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 + M_3, \quad (6.93)$$

где M_1 — момент от смещения судна (в горизонтальном направлении); M_2 — момент от качки (поворота) судна; M_3 — момент от поперечных сил волнового напора и течений.

На рис. 6.12 схематично показано положение судна и бурильной колонны до и после приложения указанных нагрузок. Наиболее нагружены концевые участки колонны, расположенные у устья и дна моря.

Общее напряжение в трубах с учетом изгибающих моментов

$$\sigma = \frac{Q}{F} + \frac{M}{W}. \quad (6.94)$$

При небольшой глубине акватория l и большой глубине скважины L ($l < L/20$) влиянием распределенной нагрузки веса колонны на длине l можно пренебречь. Изгибающий момент (в Н·м) при $l\sqrt{P/EI} > 40$:

у устья

$$M = k\sqrt{EIP} \left(\frac{\Delta}{l} + \theta + \frac{Pl}{2p} \right); \quad (6.95)$$

у дна

$$M = \sqrt{EIP} \left(\frac{\Delta}{l} + \frac{k\theta}{l} \sqrt{\frac{EI}{P}} + \frac{Pl}{2p} \right), \quad (6.96)$$

где P — вес колонны, Н ($P = Q - 0,5Q_a$); l — глубина воды, м; Δ — смещение судна от оси скважины, м; θ — угол пово-

Рис. 6.12. Схема сил, действующих на бурильную колонну при бурении с плавучих средств

рота судна, рад; p — давление волн и течения на колонну, Па; Q_a — вес труб от устья скважины до дна акватория, Н; k — коэффициент, зависящий от характера закрепления колонны у устья ($0,75 < k < 1$).

Пример. Рассчитать бурильную колонну для вертикальной скважины и следующих условий: интервал бурения 0–2000 м; бурят под обсадную колонну диаметром 299 мм; частота вращения колонны $n = 140$ об/мин; диаметр долота $D = 393,7$ мм; перепад давления на долоте $p_n = 5,0$ МПа; осевая нагрузка на долото $Q = 125$ кН; плотность бурового раствора 1400 кг/м³; бурят в осложненных условиях.

Расчет УБТ. Находим диаметр и длину УБТ. Диаметр определяется конструкцией скважины и необходимой жесткостью труб при изгибе.

Рекомендуемый диаметр УБТ 254 мм (см. табл. 6.5). Так как отношение диаметров труб и УБТ меньше 0,7, то УБТ составим из нескольких диаметров: 254, 203 и 178 мм.

Общая масса УБТ

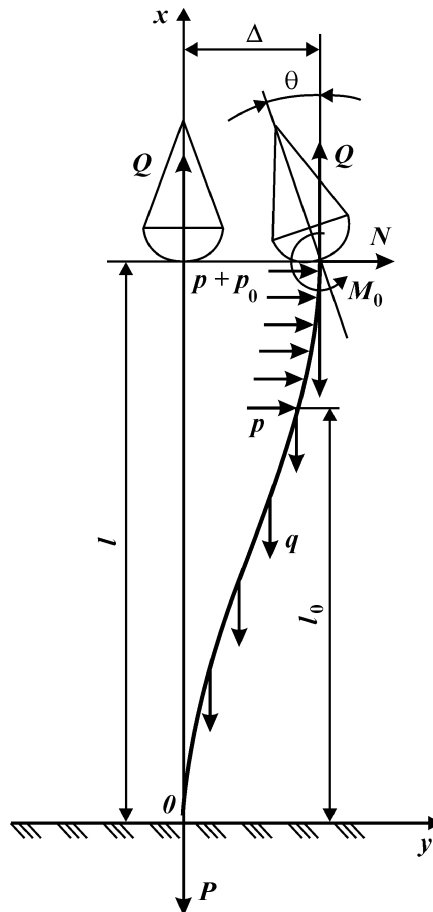
$$Q_T = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{g} = (1,2 - 1,25) \frac{125 \cdot 10^3}{9,8} = (15 - 15,6) \cdot 10^3 \text{ кг.}$$

Длины трех размеров УБТ принимаем равными соответственно: $l_1 = 36$ м, $l_2 = 18$ м, $l_3 = 9$ м, тогда общая масса

$$Q_T = 36 \cdot 296 + 18 \cdot 192 + 9 \cdot 156 = 15,3 \cdot 10^3 \text{ кг,}$$

что находится в пределах требуемого значения.

Расчет бурильных труб. Для нижней секции выбираем трубы с высаженными внутрь концами по ГОСТ 631–75 размером 140×10 группы прочности Е.



Напряжения изгиба определим по формулам (6.66), (6.67) для сечения $z = 0$. Тогда

$$f = \frac{1,1 \cdot 39,37 - 17,8}{2} = 12,8 \text{ см};$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 140}{30} = 14,66 \text{ с}^{-1}.$$

Длина полуволны при $z = 0$

$$L = \frac{10}{14,66} \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 862 \cdot 10^{-8} \cdot 14,66^2}{10^2 \cdot 36,8}} = 12,3 \text{ м}.$$

Длину L принимаем равной 12 м, тогда

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 862 \cdot 0,128 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 12^2 \cdot 193 \cdot 10^{-6}} = 410 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 = 41 \text{ МПа};$$

$$\sigma_m = 82,0 \text{ МПа}.$$

Имеем $(\sigma_{-1})_A = 80 \text{ МПа}$, $\sigma_b = 732 \text{ МПа}$ (см. табл. 6.4), тогда

$$n = \frac{80}{41 + \frac{80}{732} \cdot 82} = 1,6, \text{ что допустимо.}$$

Учитывая условия работы, более целесообразно в нижней части установить трубы ТБВК со стабилизирующими поясками с $(\sigma_{-1})_A = 100 \text{ МПа}$ (см. табл. 6.4).

Определим длину секции из расчета на статическую прочность для одноразмерной колонны, состоящей из труб 140×10 группы прочности К:

$$l_1 = \frac{\frac{200 \cdot 10^4}{1,04 \cdot 1,45} - 1,15 \cdot 9,8 \cdot 15,3 \cdot 10^3 (1 - 1,4/7,8) - 5 \cdot 10^6 \cdot 112,5 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 9,8 \cdot 36,8 (1 - 1,4/7,8)} = 3200 \text{ м},$$

что выше требуемого значения длины бурильных труб

$$l_6 = l - l_0 = 2000 - 63 = 1937 \text{ м}.$$

6.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Сборка и комплектование бурильных труб

Бурильные трубы сборной конструкции и их соединительные элементы (замки и соединительные муфты), признанные годными после внешнего осмотра, инструментального обмера основных размеров и контрольной проверки качества нарезки резьб гладкими и резьбовыми калибрами, подлежат свинчиванию с замками.

Сборка труб с высаженными внутрь и наружу концами типов 1 и 2 по ГОСТ 631–75 производится в горячем состоянии в соответствии с действующей Инструкцией, а труб с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (типы 3 и 4 по ГОСТ 631–75) – по специальной Инструкции ВНИИБТ – РД 39-2-286–79.

Для лучшего сопряжения соединяемых деталей (типы 1 и 2 по ГОСТ 631–75) необходимо производить селективный подбор замковых деталей (или соединительных муфт) к трубам по фактическим натягам резьб.

На конец трубы с резьбой, имеющей натяг в пределах плюсового допуска (2,4–4,8 мм), подбирают для навинчивания замковую деталь с резьбой, имеющей натяг в пределах минусового допуска (8–5,6 мм), и, наоборот, на конец трубы с резьбой, имеющей натяг в пределах минусового допуска (2,4–0 мм), навинчивают замковую деталь с повышенным натягом в пределах 8–10,4 мм. На конец трубы с резьбой, имеющей номинальный натяг 2,4 мм, навинчивают замковую деталь с номинальным натягом резьбы. Следовательно, суммарные натяги при сборке труб типов 1 и 2 (ГОСТ 631–75) с замками (ГОСТ 5286–75) должны составлять 10,4 мм.

Труба и замок должны иметь однозначные отклонения со стороны большего диаметра конусов резьбы или, наоборот, только со стороны меньшего диаметра конусов.

Концы подобранных деталей (трубы и замка) должны быть замаркированы одним и тем же знаком.

Прочность и плотность соединения достигаются навинчиванием вручную на трубу предварительно нагретой замковой детали. Благодаря тепловому расширению нагретая деталь замка может быть навинчена вручную и доведена до заранее установленных отметок. При сжатии трубы охлажденным замком создается возможность без больших усилий при креплении создать напряженное состояние в сопрягаемых деталях. В этом случае заедания резьбы не происходит. Крепление замков в горячем состоянии – наиболее совершенный метод сборки – получило широкое применение в нефтепромысловой практике.

Контроль за процессом свинчивания допускается производить по метке, нанесенной на трубу с помощью керна. На определенном расстоянии от торца подготовляемого конца трубы в сторону ее тела набивают метку, служащую в дальнейшем ориентиром для осевого перемещения нагретой детали замка.

Замковые детали рекомендуется нагревать с помощью

специальных установок индукционного нагрева замков. Температуру в процессе нагрева замков контролируют путем непосредственного измерения соответствующим прибором — термоэлектрическим пирометром, отсчета времени нагрева при постоянном режиме работы печи.

Для повышения герметичности резьбу труб перед навинчиванием нагретых замковых деталей смазывают.

Перед свинчиванием извлеченной из печи нагретой детали замка резьбу ниппеля или муфты очищают от окалины. Для этого замковую деталь устанавливают вертикально трубным концом вниз, а затем постукивают молотком по наружной поверхности.

Нагретую деталь замка навинчивают на трубу по возможности быстро, усилием одного оператора, до полной остановки ее. При навинчивании допускается легкое постукивание молотком по замку. Соединение считается правильно закрепленным, если торец детали замка совпадает с предварительно поставленной меткой-ориентиром или перекрывает ее. В тех случаях, когда торец детали замка не дойдет до метки, соединение бракуется. Дополнительное докрепление резьбового соединения после охлаждения детали замка не допускается.

Для обеспечения высокого качества крепления резьбового соединения рекомендуется процесс нагрева и навинчивания замков на трубы производить в закрытом помещении.

При проведении работ по горячему креплению замков необходимо обеспечить условия техники безопасности, промышленной санитарии и электробезопасности.

При качественной сборке бурильных труб с замками проверка герметичности опрессовкой не обязательна.

Все бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, готовят к эксплуатации и на основании заказ-заявки буровых предприятий, согласованной с производственным объединением, собирают в комплекты, которые в последующем в значительной степени упростят их учет и отработку.

В комплект включаются бурильные или утяжеленные бурильные трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Запрещается разобщать комплект. В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и трубы комплекта, или трубами с более высокими механическими показателями. Новые бурильные трубы можно вводить

в комплект на протяжении только данного календарного года.

Состав комплекта по количеству бурильных труб и длине не ограничивается, а устанавливается буровым предприятием, как правило, исходя из проектных глубин скважин, прочностных характеристик труб и удобства их учета.

Каждому комплекту бурильных труб присваивается свой порядковый номер, а всем трубам, вошедшим в комплект, свои порядковые номера внутри комплекта. Все трубы маркируются. Трубы комплекта маркируют стальными клеймами с высотой цифр и букв не более 20 мм с закругленными контурами. Глубина маркировки на теле трубы не должна превышать 1 мм.

Маркировку наносят на ниппельном конце труб: сборной конструкции — на высаженной части на расстоянии 20–25 мм от ниппеля; труб с приваренными замками — на хвостовике ниппеля на расстоянии 20–25 мм от конической части; утяжеленных труб — на теле на расстоянии 300–500 мм от упорного уступа; ведущих — на цилиндрической поверхности.

Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки труб, последнюю цифру года ввода трубы в эксплуатацию и порядковый номер трубы в комплекте.

Пример маркировки бурильной трубы: 20Е10 2 41. Здесь 20 — порядковый номер комплекта; Е — группа прочности; 10 — толщина стенки; 2 — последняя цифра года ввода в эксплуатацию и 41 — порядковый номер трубы в комплекте.

Составление комплекта оформляется специальным актом, к которому прилагается опись труб комплекта. На каждый комплект в двух экземплярах составляется отдельный паспорт-журнал. Один экземпляр паспорт-журнала хранится в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него передается буровому мастеру, эксплуатирующему данный комплект труб. Получение буровым мастером документации на комплект подтверждается распиской по специальной форме.

Подготовленные и оформленные комплекты бурильных труб передаются буровым или нефтегазодобывающим предприятиям в соответствии с действующим руководящим документом.

Передача комплекта труб предприятиям и приемка их обратно в ремонт оформляются соответствующими актами.

Формы упомянутых выше "Заказ-заявки", "Акта на со-

ставление комплекта", "Описи труб комплекта", "Паспорт-журнала", "Выписки из паспорт-журнала", "Расписки в получении паспорт-журнала" и "Акт на передачу комплекта" приведены в руководящем документе РД 39-1-456 – 80.

Все бурильные трубы и замки к ним, утяжеленные бурильные трубы и ведущие трубы, прошедшие контрольную проверку и признанные годными для эксплуатации, включают в действующий парк бурильных труб трубного подразделения — трубной базы нефтепредприятия. Парк бурильных труб состоит из труб для выполнения основных работ (оборотных) и из труб ремонтного резерва для выполнения вспомогательных работ (необоротных). К трубам для выполнения основных работ относятся бурильные, утяжеленные и ведущие трубы. В состав ремонтного резерва включаются трубы промывочные, для разбуривания цементных пробок, ловильные, а также трубы для спуска обсадных колонн секциями и потайных колонн.

Для обеспечения нормальных условий проводки скважины до ввода ее в бурение для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую группу все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие успешную безаварийную ее проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ для каждой скважины закрепляют за ней на все время от начала бурения и до сдачи скважины в эксплуатацию. Набор бурильных труб для данной скважины полностью доставляется на буровую до начала ввода ее в работу или трубы из этого набора подаются комплектами для бурения каждого последующего интервала. Наборы ремонтного резерва подаются на буровые по мере надобности.

Для определения состава индивидуального набора, расчета количественного и качественного состава парка бурильных труб для основных и вспомогательных работ, а также для расчета потребности в бурильных трубах на замену изношенных и для пополнения парка труб пользуются руководящим документом РД 39-2-448 – 80.

Учет работы, начисление износа и списание бурильных труб

Комплектование бурильных, утяжеленных бурильных и ведущих труб по типоразмерам с оформлением на них отдельных паспорт-журналов и эксплуатация их при проводке определенных конкретных скважин позволяют вес-

ти точный учет работы, а также подытожить после списания всех труб величину полной отработки каждого комплекта.

В процессе эксплуатации комплекта бурильных труб буровым мастером в паспорт-журнале регулярно отмечаются подробные сведения о работе комплекта труб.

Сведения об авариях с комплектом труб (в соответствии с актами об авариях) вносятся в специальную форму совместно представителями бурового предприятия и трубного подразделения. Отметки о видах профилактических работ и ремонтах комплекта труб в трубном подразделении также вносит в специальные формы представитель трубного подразделения.

Для своевременного и качественного обеспечения буровых предприятий трубами необходимых типоразмеров, а также с целью планирования работы трубного подразделения в последнем ведется учет: получения, наличия и расхода бурильных труб и замков; движения комплектов бурильных труб; видов и объемов профилактических и ремонтных работ с бурильными трубами.

С целью ежемесячного бухгалтерского учета затрат от проката бурильных труб по статье "Расходы по эксплуатации инструмента при проводке скважин" начисляется условный износ в рублях на бурильные, утяжеленные бурильные, ведущие трубы и замки в зависимости от объема проходки в метрах.

Сумма условного износа, подлежащего начислению на все трубы данного комплекта, рассчитывается с учетом коэффициента увеличения износа труб по мере роста глубин скважин, определенного для каждого интервала глубины через 500 м, и прочих факторов проводки скважины. Значения этого коэффициента, нормы и расценки условного износа приведены в Прейскуранте порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР) и в Справочнике укрупненных сметных норм (ЭСН).

При достижении суммы начисленного на комплект условного износа в рублях 70 % первоначальной стоимости труб и 90 % стоимости замков, навинченных на трубы или приваренных к ним, начисление условного износа прекращается, а комплект труб продолжает эксплуатироваться без начисления износа до полной отбраковки труб.

Бурильные трубы списывают по фактическому их состоянию на основании результатов осмотра, дефектоскопии и инструментальных измерений.

В зависимости от фактического износа в процессе эксплу-

атации и изменения геометрических размеров трубы переводятся во II и III классы.

В табл. 6.7 приводятся степень износа и значения дефектов, при достижении которых трубы переводят в следующий класс. На основании данных (см. табл. 6.7) составлены прочностные характеристики труб II и III классов.

Степень износа замковой резьбы определяется либо по уменьшению расстояния между упорным уступом ниппеля и упорным торцом муфты, либо по уменьшению числа оборотов, необходимого для полного свинчивания бурильного замка.

Для резьбы с шагом 6,35 мм (4нх1") и конусностью 1/6 предельным является расстояние между уступом и торцом замковых деталей, равное 25 мм, для резьбы с шагом 5,08 (5нх1") и конусностью 1/4 — 14,5 мм.

Предельные значения износа бурильных замков по наружной поверхности даны в табл. 6.8. Первый класс соответствует номинальному диаметру замка, второй и третий определяются значением износа. При значениях диаметра менее указанных для III класса замки отбраковываются.

Списание бурильных труб оформляется соответствующим актом, составленным сотрудниками бурового предприятия с участием представителя трубного подразделения и утвержденным руководством бурового предприятия.

Таблица 6.7

Классификация бурильных труб

Вид дефекта	Класс труб	
	II	III
Равномерный износ трубы по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %, не менее	80	65
Эксцентричный износ по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %, не менее	65	55
Вмятины, % наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % наружного диаметра, не более	3	5
Шейка, % наружного диаметра, не более	3	5
Остаточное сужение: уменьшение наружного диаметра, %, не более	3	5
Остаточное расширение: увеличение наружного диаметра, %, не более	3	5
Продольные надрезы, зарубки: оставшаяся толщина стенки, %, не менее	80	65
Поперечные надрезы: оставшаяся толщина стенки, %, не менее	90	80
длина надреза, % длины окружности трубы, не более	10	10
Точечная коррозия, эрозия: толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % номинальной, не менее	80	65

Таблица 6.8

Износ бурильных замков

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	при равномерном износе по классам		при неравномерном износе по классам	
	II	III	II	III
ЗН-80	77,6	75	78,8	77,0
ЗН-95	92,0	89	93,5	92,0
ЗН-108	104,7	102	106,4	105,0
ЗН-140	135,8	133	137,9	136,5
ЗН-172	166,8	164	169,4	168,0
ЗН-197	191,0	188	194,0	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	104,7	100	106,4	104,0
ЗШ-118, ЗШК-118, ЗУК-120	114,5	109	111,3	113,5
ЗШ-133, ЗУК-133	129,0	125	131,0	129,0
ЗШ-146, ЗУК-146	141,6	136	143,8	141,0
ЗШ-178, ЗУК-178	172,6	167	175,3	172,5
ЗШ-203	197,0	191	200,0	197
ЗУ-155, ЗУК-155	150,3	148	152,6	151,5
ЗУ-185	179,4	177	182,2	181,0

Дефектоскопия бурильных труб

При бурении нефтяных и газовых скважин могут происходить поломки элементов бурильной колонны. Наиболее слабое место в бурильной колонне — резьбовые и сварные соединения бурильных труб с замками, по которым чаще всего происходят поломки. Установлено, что разрушения труб носят усталостный характер, являясь следствием возникновения и развития трещин на этих участках при воздействии на бурильную колонну знакопеременных нагрузок.

Для выявления дефектов в теле труб и их соединениях широко внедряются методы дефектоскопического контроля, позволяющие обнаруживать и определять местоположение таких дефектов, как закалочные трещины, раковины, закаты, плены, неметаллические включения и другие нарушения сплошности металла, к которым можно отнести и усталостные трещины.

Методы дефектоскопии позволяют проверять новые трубы на трубопрокатных заводах, при профилактическом контроле бывших в эксплуатации бурильных труб на проверочном участке трубно-инструментальных баз, а также непосредственно над устьем скважины при подъеме или спуске бурильной колонны.

Для осуществления дефектоскопического контроля труб в нефтяной промышленности разработаны руководящие доку-

менты, содержащие методики контроля участков трубной резьбы, сварного шва и тела труб.

Для проверки качества бурильных труб в промысловых условиях применяется ряд конструкций дефектоскопической аппаратуры и установок, краткие характеристики которых приводятся ниже.

Передвижная комплексная дефектоскопическая установка ПКДУ-1 предназначена для проведения на буровой дефектоскопического контроля резьбовых участков стальных бурильных труб диаметром 60–140 мм, алюминиевых бурильных труб 73–147 мм, утяжеленных бурильных труб 108–203 мм и ведущих бурильных труб со стороной квадрата 114–140 мм. Кроме того, установка позволяет измерять толщину стенок алюминиевых и стальных бурильных труб диаметром 60 мм и более, а также сортировать стальные бурильные трубы электромагнитным методом по группам прочности Д, К, и Е.

Пульт контроля, приборы и оборудование установки смонтированы в кузове типа СГК-3, установленном на шасси автомобиля ГАЗ-66.

Бурильные трубы на буровой контролируют с помощью выносных датчиков, соединенных с пультом контроля кабелями длиной 60 м. Установку обслуживают два оператора-дефектоскописта и водитель машины.

Техническая характеристика установки

Потребляемая мощность, кВт.....	2
Напряжение питания, В.....	220
Частота, Гц.....	50
Расход контактной жидкости, л/ч.....	100
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С.....	–30 – +35
относительная влажность воздуха при температуре 20 °С, %	≤ 80

Режим эксплуатации — трехсменный, профилактические перерывы — не более 30 мин.

Установка ПКДУ-1 разработана Ивано-Франковским отделом ВНИИТнефти, а изготавливается опытным заводом "Нефтеавтоматика" (г. Бугульма, Татарстан).

Передвижная комплексная дефектоскопическая лаборатория ПКДЛ-2 предназначена для проведения неразрушающего контроля на буровых в районах с умеренным климатом высаженных и резьбовых участков стальных бурильных труб диаметром 73–168 мм, алюминиевых бурильных труб 73–170 мм, геологоразведочных бурильных труб 50 мм и насосно-компрессорных труб 48, 89, 102 и 114 мм.

С помощью установки ПКДЛ-2 может быть произведена дефектоскопия труб типа ТБПВ диаметром 114–168 мм, ниппельной части УБТ и переводников и других элементов бурового оборудования. Кроме того, с помощью этой установки можно измерять толщину стенки буровой трубы.

Лаборатория смонтирована в автомобиле УАЗ-452 с утепленным кузовом.

Буровые трубы на буровой проверяют с помощью выносных датчиков, соединенных с лабораторией кабелями длиной 70 м. Установку обслуживают два оператора-дефектоскописта и один инженер или техник — руководитель работ. Температура воздуха при эксплуатации допускается от -40 до $+45$ °С.

Режим эксплуатации лаборатории — трехсменный, а профилактические перерывы — не более 30 мин.

Лаборатория ПКДЛ-2 разработана Полтавским отделением УкрНИГРИ, а изготавливается Феодосийским РМЗ НПО "Геотехника".

Установка "Зонд-1" предназначена для проведения на буровой в процессе спускоподъемных операций неразрушающего контроля высаженных и резьбовых участков стальных буровых труб диаметром 73–140 мм, алюминиевых буровых труб 73–147 мм, УБТ 108–229 мм и ведущих буровых труб со стороной квадрата 112–140 мм. Кроме того, с помощью этой установки измеряют толщину стенок стальных и алюминиевых труб.

В состав установки входят ультразвуковой дефектоскоп ДУК-66П и ультразвуковой толщиномер с цифровым индикатором.

Установка выполнена в переносном варианте и предназначена для эксплуатации в труднодоступных нефтяных районах.

Трубы в буровой контролируют с помощью выносных датчиков, соединенных с пультом кабелями длиной 120 м.

В зависимости от условий питание может осуществляться от различных источников.

Техническая характеристика установки

Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В.....	220
частота, Гц.....	50
Питание от аккумулятора КНГК-11Д:	
напряжение, В.....	9
Питание от дизельного электрогенератора буровой:	
допустимые пределы колебания напряжений, В.....	140–250

потребляемая мощность, В·А	≤ 150
расход воды, л/ч	≤ 200
Габариты, мм:	
в собранном для транспортировки виде	600×600×260
в развернутом виде	1200×1100×600
Масса, кг.....	100

Установка разработана и изготавливается Ивано-Франковским отделом ВНИИТнефти.

Стационарная комплексная установка БУР-1М или БУР-2 предназначена для дефектоскопии и толщинометрии ультразвуковыми методами стальных и алюминиевых труб в стационарных условиях трубной базы. Она состоит из двух частей: электронно-акустической, в которую входят каретка с искателями, электронная стойка, устройства и дефектоскопы для контроля за концами труб, и электромеханической, включающей стенд с приводами для транспортировки и вращения трубы, подъема и перемещения каретки с пьезопреобразователями, пульт управления электромеханической частью, электросилового шкафа и узел водоснабжения.

С помощью установки можно выявлять поперечные, продольные и объемные дефекты в резьбовых концах и теле стальных и алюминиевых бурильных труб диаметром 102 мм и более, с толщиной стенки 7–11 мм и длиной от 6 до 13 м, а также контролировать толщину их стенки.

В теле трубы выявляются дефекты, эквивалентные по своей отражательной способности риске прямоугольного профиля протяженностью 50 мм, глубиной не менее 10 % толщины стенки трубы.

Техническая характеристика установки

Точность измерения отклонения толщины стенки от установленного допуска, мм	± 0,2
Скорость контроля тела трубы, м/мин.....	3
Время контроля за одним концом трубы, мин.....	1,5
Питание от сети трехфазного переменного тока:	
напряжение питания, В.....	380/220
частота, Гц.....	50
потребляемая мощность, кВт.....	≤ 6
Расход воды, л/ч.....	≤ 350
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С.....	+5–+50
относительная влажность, %.....	≤ 80
Занимаемая производственная площадь (без рольганга подачи трубы на установку), м	3×16
Масса, т.....	≤ 6

Режим эксплуатации установки — трехсменный с профилактическими перерывами не более 30 мин. Установку обслуживают три оператора-дефектоскописта.

Установки БУР-1М, БУР-2 разработали ВНИИНК (г. Кишинев) и ВНИИТнефть (г. Куйбышев). Электронную часть установок изготавливает завод "Электроточприбор" (г. Кишинев).

Устройство типа "Гном" представляет собой переносной механизм, обеспечивающий постоянство ориентирования искателя по отношению к контролируемой поверхности и акустический контакт при контроле за цилиндрическими изделиями различных диаметров. Оно предназначено для работы с серийно выпускаемыми ультразвуковыми дефектоскопами УД-10УА, ДУК-66 и ранее выпускавшимися УДМ-1М и УДМ-3.

Устройство имеет три модификации: "Гном-60-185", "Гном-60-185В" и "Гном-60-185М". Здесь цифры 60-185 обозначают диапазон контролируемых диаметров труб в миллиметрах.

Модификация "Гном-60-185В" предназначена для контроля за зоной сварного шва и участком галтельного перехода муфтового конца труб типа ТБПВ, стальных и алюминиевых труб сборной конструкции, исследования тела бурильных труб на поперечные и объемные дефекты, выявления участков труб с толщиной стенки ниже установленного предела. Это устройство комплектуется сменными искателями с углами падения ультразвуковых колебаний (УЗК) 50 и 55°, а также специальным искателем для контроля за толщиной. В качестве контактной жидкости используется вода. Углы ввода УЗК можно менять в пределах 1–10°.

Модификация "Гном-60-185М" предназначена для выявления объемных и поперечных дефектов валов турбобуров. Комплектуется искателями с углами падения УЗК 47, 56 и 62°. В качестве контактной жидкости используется минеральное масло.

С помощью модификации "Гном-60-185" можно производить контроль всех видов, перечисленных для предыдущих модификаций. Это устройство комплектуется искателями с углами падения УЗК 47, 50, 55, 56 и 62° и специальным искателем для контроля за толщиной.

Все модификации устройства имеют выдвижной указатель расстояния от устройства до какой-либо опорной поверхности (торца муфты, валика сварного шва и др.).

По специальному заказу модификации устройства (за исключением "Гном-60-185М") могут комплектоваться искателем для исследования дефектов, ориентированных вдоль оси трубы.

Техническая характеристика устройства

Габариты, мм.....	260×240×145
Масса, кг.....	≤ 1,3

Устройство "Гном" разработано ВНИИТнефтью.

Ультразвуковой импульсный дефектоскоп типа ДУК-66 предназначен для обнаружения дефектов, определения координат их залегания и измерения толщины изделия. Этот дефектоскоп можно использовать в установках для автоматического и полуавтоматического ультразвукового контроля как при контактном, так и при иммерсионном методе контроля.

Техническая характеристика дефектоскопа

Рабочие частоты, МГц.....	0,6; 1,25; 2,50; 5,00 и 10,00
Минимальная глубина обнаружения дефектов при работе раздельно-совмещенным искателем, мм, при частоте, МГц:	
5,00.....	≤ 0,5
2,50.....	≤ 1,0
Погрешность определения глубины залегания дефектов от полного значения шкалы выбранного диапазона, %.....	± 1,5
Ослабление входного сигнала аттенюатором, дБ.....	0—80
Регулировка чувствительности во времени, дБ.....	0—55±5
Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В.....	110, 127 и 220
частота, Гц.....	50
потребляемая мощность, В·А.....	≤ 300
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С.....	+5—+35
относительная влажность при 20 °С, %, не более.....	80
Габариты, мм.....	605×395×265
Масса без принадлежностей, кг.....	24,5

Дефектоскоп типа ДУК-66 изготавливается заводом "Электроточприбор" (г. Кишинев).

Индукционный полупроводниковый дефектоскоп ППД-1МУ предназначен для выявления усталостных трещин и других несплошностей в поверхностных слоях изделий немагнитных и магнитных металлов электропроводностью 0,5—40,0 м/(Ом·мм²).

Техническая характеристика дефектоскопа

Рабочая частота, МГц.....	3—5
Диаметр датчика, мм.....	≤ 3
Время непрерывной работы, ч.....	15—17
Питание.....	От аккумуляторной батарей типа 7Д-01
Размеры выявляемых трещин, мм:	
длина.....	≥ 2
глубина.....	≥ 0,15
ширина.....	≥ 2
Габариты.....	190×135×60
Масса, кг.....	Не более 0,5

Дефектоскоп изготавливается заводом "Электроточприбор" (г. Кишинев).

Ультразвуковой импульсный бесконтактный толщиномер типа БУИТ-1 предназначен для измерения толщины стенок стальных и алюминиевых буровых труб, а также стальных обсадных и насосно-компрессорных труб при одностороннем доступе. Толщиномер может работать как автономно при ручном контроле труб, так и в комплекте с передвижными и стационарными установками для неразрушающего контроля.

При контроле за толщиной стенок труб не требуется предварительная очистка поверхностей от краски и ржавчины, так как прибор имеет датчик с бесконтактным вводом ультразвука, что позволяет в отличие от других ультразвуковых толщиномеров эксплуатировать его без применения контактных жидкостей. В основу толщиномера положено измерение промежутка времени между импульсами ультразвуковых колебаний, отраженных от наружной и внутренней поверхностей стенок контролируемой трубы.

Конструктивно толщиномер БУИТ-1 выполнен в виде переносного прибора с вертикальной передней панелью, на которой установлены органы управления и индикаторный стрелочный прибор, шкала которого проградуирована в миллиметрах. Отдельным узлом толщиномера является выносной датчик, позволяющий производить замеры на расстоянии до 1,5 м от прибора. Датчик имеет амортизированный направляющий цилиндр для ориентирования вдоль направляющей контролируемой трубы, катушку подмагничивания и плоскую катушку преобразователя.

Техническая характеристика прибора

Диапазон измеряемых толщин, мм.....	3 – 15
Погрешность измерения, %.....	±2
Диаметр контролируемых труб, мм.....	≥ 60
Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В.....	220
частота, Гц.....	50
потребляемая мощность, В·А.....	≤ 120
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С.....	– 10 – + 40
относительная влажность при 20 °С, %.....	≤ 80
Габариты, мм.....	410×275×175
Масса прибора с укладочным ящиком, кг.....	≤ 30

Прибор разработан ВНИИТнефтью и изготавливается заводом "Нефтеавтоматика" (г. Бугульма).

Ультразвуковой импульсный толщиномер "Кварц" разработан ВНИИНКом. Заводом "Электроточприбор" (г. Кишинев).

нев) серийно изготавливается толщиномер ультразвуковой импульсный переносный "Кварц-15". Этот прибор предназначен для определения толщин стенок магистральных трубопроводов, металлических резервуаров и других металлических конструкций при одностороннем доступе без дополнительной чистки поверхности в месте контроля. Он позволяет измерять толщины стенок от 2 до 50 мм. При проверке труб на буровых показания прибора записываются и одновременно показываются. При обнаружении уменьшения толщины стенки трубы ниже допустимой действует также сигнализация.

Опыт работы по контролю качества труб за рубежом представляет интерес, поскольку в ряде стран, например во Франции, техника контроля за трубами развивается несколько иными путями, чем в России. Если в нефтяной и газовой промышленности нашей страны преимущественное развитие получили методы ультразвукового контроля, а другие методы имеют вспомогательное значение, то во Франции преобладающими являются магнитные и индукционные методы, а ультразвуковая дефектоскопия используется в меньшей степени.

Проверку состояния внутренней поверхности труб осуществляют с помощью эндоскопов. Эндоскопы, выпускаемые французской фирмой "Бодзон", представляют собой оптический прибор с осветителем и позволяют визуально проверять внутреннюю поверхность труб диаметром от 40 до 600 мм и длиной до 12 м. Установив вместо окулятора эндоскопа фотокамеру, можно сфотографировать обнаруженный дефект трубы. Довольно широкое распространение при контроле за внутренней поверхностью труб получила телеэндоскопия — на экране прибора по участкам по мере продвижения эндоскопа дается изображение внутренней поверхности трубы со всеми дефектами.

Для выявления скрытых несплошностей широко применяются методы магнитной и индукционной дефектоскопии труб, основанные на взаимодействии между характеристикой дефекта и напряженностью магнитного поля утечки.

Транспортирование труб, погрузочно-разгрузочные работы

Несоблюдение правил транспортирования труб и погрузочно-разгрузочных работ может привести к образованию дефектов на их поверхности, а также к нарушению герметичности резьбовых соединений труба — замок.

На трубные базы бурильные трубы поступают с трубопрокатных заводов или снабжающих организаций железнодорожным транспортом, а при отсутствии подъездных железнодорожных путей — трубовозами. Если база расположена на берегу реки или в море, то трубы подвозятся на крановых судах.

С трубных баз на буровые, в зависимости от их расположения и времени года, трубы доставляются автомобильным и водным транспортом, тракторной тягой на специальных саних или на тележках-прицепах.

Разгрузка труб с трубовозов. Разгрузка на прицевые стеллажи, а также погрузка со стеллажей производятся имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов. При накатывании труб на стеллажи вручную высота штабеля не должна превышать 1,5 м.

Во избежание порчи труб и исключения несчастных случаев работы по погрузке и разгрузке труб выполняют только члены такелажной бригады, хорошо знакомые с правилами безопасного ведения работ.

Бригаду грузчиков, обслуживающую механизированный трубовоз, комплектуют из двух человек. При обслуживании немеханизированного трубовоза бригада состоит из трех или четырех человек. Работой бригады руководит бригадир, ответственный за соблюдение правил погрузочно-разгрузочных работ.

При погрузке труб на трубовоз бригадир обязан выбрать, какими концами (муфтовыми или ниппельными) следует укладывать их на передний коник с тем, чтобы на буровой их удобно было разгружать на мостки муфтовыми концами к фонарю вышки.

Погрузочно-разгрузочные работы предпочтительно выполнять в дневное время. При необходимости производить работы в затемненное время суток или ночью площадка производства работ должна быть хорошо освещена.

В процессе перемещения труб подъемными средствами в горизонтальном положении стропальщик должен сопровождать груз и следить, чтобы он был поднят на высоту не менее 0,5 м выше встречающихся на пути предметов. Стropальщик может не сопровождать груз, если весь путь его движения хорошо виден с места его нахождения.

Для разгрузки труб с трубовозов и погрузки их, укладки в штабели на мостках буровой, затаскивания с мостков в буровую, вытаскивания на мостки и выполнения других подъемно-транспортных операций на буровых ис-

пользуют консольные поворотные краны и безопасные накаты.

При отсутствии стационарных кранов погрузку и разгрузку производят либо передвижными стреловыми кранами, смонтированными на автомобиле или тракторах, либо вручную при помощи безопасных накатов.

Трубы на трубовозы укладывают высотой не более 3,8 м от уровня земли и надежно закрепляют. При наличии на проезжей части дороги указаний, ограничивающих высоту или общую массу трубовозов, трубы следует грузить, руководствуясь этими указаниями. Погрузочная высота прицепа должна быть на одном уровне с полом кузова автомобиля.

Погрузку труб на трубовозы производят так, чтобы оставался зазор между задней стенкой кабины и грузом, при этом прицеп должен свободно поворачиваться по отношению к тягачу на угол 90° в каждую сторону. Для того чтобы в момент торможения или движения под уклон трубы не двигались на кабину, их нужно располагать на тягаче выше, чем на прицепе, на величину, примерно равную деформации (осадке) рессор от груза. Кабину автомобиля с задней стороны необходимо защитить стальным щитом толщиной 8–10 мм для предохранения ее от разрушения в случае продольного перемещения труб.

Погрузка на трубовозы и перевозка труб не должны приводить к их деформации. При укладке труб на двух опорах размещать их желательно так, чтобы прогиб от собственного веса в середине трубы и на ее концевых участках был одинаков. Если пренебречь весом соединительных деталей, этому условию будет удовлетворять соотношение

$$l = 0,574L,$$

где l — расстояние между опорами, на которых покоится труба; L — общая длина трубы.

Концы труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более, чем на 2 м.

Ведущие трубы перевозятся в "чехлах" из отбракованных обсадных труб во избежание изгиба. При перевозке водным транспортом ведущие трубы должны укладываться непосредственно на палубу или не менее чем на три деревянные прокладки.

Замки для бурильных труб перевозятся в свинченном состоянии. При выгрузке замки должны скатываться по специальному желобу или сбрасываться на мягкий подстилочный слой (доски, опилки, песок).

Гидроиспытание труб

Бурильные трубы на трубопрокатных заводах гидравлическим испытаниям не подвергаются. Некоторые трубные базы подвергают гидравлическим испытаниям бурильные трубы, бывшие в эксплуатации, если герметичность их резьбовых соединений с замками вызывает сомнения.

Для предупреждения осложнений и аварий с бурильной колонной бурильные трубы периодически подвергают дефектоскопической проверке в процессе бурения. С этой же целью некоторые буровые предприятия в дополнение к дефектоскопическому контролю испытывают трубы внутренним гидростатическим давлением непосредственно на буровых. Обычно гидроиспытанию подвергаются свечи в процессе спускоподъемных операций.

Испытательные давления для бурильных труб и колонн устанавливаются руководством бурового предприятия исходя из условий работы бурильной колонны. Если исключить случаи осложнений, связанных с выбросами, уходом глинистого раствора и др., то целостность и герметичность бурильной колонны могут быть нарушены в результате возникновения разности гидростатических давлений внутри колонны и в затрубном пространстве. Разность давлений возникает при прокачивании через колонну глинистого раствора в процессе бурения. Наибольшее ее значение определяется давлением на выкиде, которое развивают применяющиеся буровые насосы. Обычно эти давления не превышают 30 МПа.

Испытуемые трубы выдерживают под давлением в течение 15–30 с. Если не обнаруживается течи или потения, трубы признаются годными.

Испытание бурильных труб в буровой совмещается с подъемом бурильного инструмента из скважины. Опрессовка производится цементирующим агрегатом.

Кронблок с подвешенной и отрегулированной на боковых рогах опрессовочной головкой и с элеватором на штропах подается вниз. Элеватор надевается на поднимаемую из скважины трубу, и опрессовочная головка вручную ввинчивается в муфту трубы. Перед ввинчиванием головки рычаги обоймы поднимаются в вертикальное положение. После навинчивания головки рычаги сразу же устанавливаются в горизонтальное положение. Затем бурильные трубы поднимают на длину одной свечи и свечу отвинчивают обычным способом. При отвинчивании свечи корпус опрессовочной головки вращается вместе со свечой, при этом стопорное устройство

не препятствует вращению головки, так как ролики отходят в широкую часть клиновидных пазов.

Отвинченную бурильную свечу торцом ниппеля устанавливают на резиновую прокладку упорного торца направляющей трубы опрессовочной головки. Закрепительная муфта навинчивается на ниппель свечи. По установленному сигналу включается агрегат, вода заполняет свечу и вытесняет воздух через открытый клапан головки. Когда уровень воды дойдет до клапана, он под давлением воды закрывается и удерживается в закрытом положении в течение всего времени испытания свечи, т.е. 15–30 с. В герметичности испытуемой свечи убеждаются по постоянству давления в системе. В случае негерметичности свечи стравливают давление до нуля и визуальным осмотром определяют место утечки.

По окончании испытания открывают кран на агрегате и сливают отработанную воду. За время опорожнения свечи рабочий отвинчивает закрепительную муфту. После этого свеча приподнимается и ниппелем устанавливается на шайбу предохранительного вкладыша, предварительно вставленного в муфту очередной трубы, подвешенную на роторе в клиньях. Далее бурильную свечу, установленную в предохранительный вкладыш, вращают ключом АКБ по часовой стрелке. Испытание свечой в буровой производится с разрешения Госгортехнадзора.

Крепление труб на буровых установках

Надежность бурильной колонны в большой мере определяется прочностью и герметичностью резьбовых соединений. Соблюдение этих условий в буровых в основном зависит от момента затяжки замкового соединения и применения надлежащей смазки.

Момент затяжки замкового соединения бурильных труб следует рассчитывать из условия нераскрытия стыка соединения (упорного торца муфты и уступа ниппеля замка) от осевых растягивающих нагрузок в верхней части колонны и изгибающего момента в нижней.

Момент затяжки

$$M_3 = Q_3 \left[\frac{d_c}{2} \operatorname{tg}(\gamma_c + \varphi) + \mu \frac{D_{cp}}{2} \right] + M_0,$$

где Q_3 — усилие затяжки, кН; d_c — диаметр сечения, расположенного на расстоянии $1/3$ длины ниппеля, считая от

большого диаметра, м; γ_c — угол подъема резьбы; φ — угол трения, принимаемый равным 7° ; D_{cp} — средний диаметр площади контакта упорного торца муфты и уступа ниппеля, м; M_0 — момент, необходимый для свинчивания замка на значение натяга резьбы, кН·м.

Наибольшее усилие затяжки для бурильного замка труб, расположенного у устья скважины, рассчитывается (в кН) из условия нераскрытия стыка от осевых растягивающих нагрузок из выражения

$$Q_3 = 1,1(2 \cdot 10^3 p F_0 + \alpha_0 P_{\max}),$$

где p — давление в колонне, МПа; F_0 — площадь соприкосновения уступа ниппеля и торца муфты, м²; $P_{\max}$ — максимальный допустимый вес колонны у устья скважины, кН; $\alpha_0 = F_2/(F_1 + F_2)$ (здесь F_1 — площадь сечения ниппеля по первому полному витку, находящемуся в сопряжении; F_2 — площадь упорного торца муфты).

Предельная допустимая осевая нагрузка (в кН)

$$P_{\max} = \frac{Q_n - 2 \cdot 2 \cdot 10^3 p F_0 n}{n(1 + 0,1\alpha)},$$

где Q_n — осевая нагрузка на ниппель, соответствующая пределу текучести, кН; n — коэффициент запаса прочности, равный 1,5; $\alpha = F_m/(F_n + F_m)$

$$Q_n = \frac{\pi b D_{cp} \sigma_T 10^3}{1 + \frac{D_{cp}}{2l} \eta \operatorname{ctg}(\beta + \varphi)},$$

где b — толщина стенки ниппеля по впадине первого витка, находящегося в сопряжении, м; D_{cp} — средний диаметр сечения в плоскости замера толщины стенки, м; σ_T — предел текучести, МПа; l — длина сопряжения резьбы, м; β — угол между опорной поверхностью резьбы и осью соединения; $\eta = b/(b + c)$ (здесь c — толщина стенки за плоскостью первого витка, находящегося в сопряжении).

В табл. 6.9 приводятся рекомендуемые усилия затяжки Q_3 , моменты затяжки замкового соединения бурильных труб M и допустимая масса колонны Q . Приведенные моменты затяжки создают в замке напряжение в пределах $(0,3 - 0,4)\sigma_T$. Эти моменты не только исключают раскрытие стыка и обеспечивают герметичность, но и повышают усталостную прочность соединения. Моменты затяжки (см. табл. 6.9) могут быть увеличены на $\approx 15\%$.

Таблица 6.9

Допустимая нагрузка и моменты затяжки

Тип замка	$\sigma_t = 580 \text{ МПа}$			$\sigma_t = 750 \text{ МПа}$		
	Q_3 , кН	M , кН·м	Q , кН	Q_3 , кН	M , кН·м	Q , кН
ЗН-95	470	4400	820	600	5600	1070
ЗН-108	600	6400	1180	770	8100	1550
ЗН-113	690	7400	1150	880	9400	1500
ЗН-140	980	13 400	2000	1250	17 200	2630
ЗН-172	1500	25 000	2750	1930	32 000	3600
ЗШ-133, ЗШК-133	730	9600	1100	930	12 000	1450
ЗШ-146	850	12 000	1400	1090	15 500	1850
ЗШ-178, ЗШК-178	1270	22 300	2050	1620	28 500	2700
ЗШ-203	1450	29 000	2240	1850	37 000	2950
ЗУК-108	480	5100	690	610	6 500	900
ЗУ-108, ЗУК-120	550	680	870	700	8 700	1140
ЗУ-146, ЗУК-146	860	12 600	1450	1090	16 000	1900
ЗУ-155, ЗУК-155	870	14 000	1500	1100	17 500	1950
ЗУ-185	1120	21 200	2 000	1420	27 000	2630

Момент затяжки для соединений УБТ, работающих при переменном изгибе, определится, с одной стороны, из условия нераскрытия стыка под влиянием изгибающего момента, а с другой — из условия обеспечения наибольшей усталостной прочности.

Первое условие достигается, если

$$Q_3 \geq 750\pi(D^2 - d^2) \left(106 \frac{Df}{L^2} + 2p \right),$$

где Q_3 — усилие затяжки, кН; D — наружный диаметр замка, м; d — диаметр расточки в плоскости упорного торца муфты, м; f — стрела прогиба колонны, м; L — длина полувазны изогнутой колонны, м; p — давление раствора, МПа.

Для обеспечения наибольшей усталостной прочности усилие затяжки УБТ, по экспериментальным данным ВНИИБТ, должно быть

$$Q_3 = (0,3 - 0,4)Q_{\min},$$

где $Q_{\min}$ — усилие, при котором возможно течение материала трубы.

В табл. 6.10 приводятся значения Q_3 , соответствующие пределу текучести для опасного сечения ниппеля Q_n и для двух сечений муфты УБТ (в плоскости первого полного витка, находящегося в сопряжении, Q_m и по расточке муфты Q_m').

Для труб диаметром 108, 114, 133, 146, 219, 229, 245 мм слабое звено при затяжке — ниппель, для труб диаметром 121,

Таблица 6.10

Усилия Q_H , Q_M , Q_M' (в кН) для УБТ (предел текучести $\sigma_T = 450$ МПа)

Размер УБТ, мм	Размер замкового соединения	Q_H	Q_M	Q_M'
108×45	3-86	1220	1430	1400
114×45	3-86	1220	1890	1870
121×50	3-102	1920	1480	1380
133×60	3-108	1930	1900	1990
146×75	3-121	2060	2280	2120
159×80	3-133	2800	2490	2500
178×90	3-147	3240	3220	3240
203×100	3-171	4890	3800	3880
219×110	3-171	4240	5790	6250
229×90	3-171	5560	7080	7850
245×135	3-201	5350	6170	6360
254×100	3-201	8040	7460	7950

159, 178, 203, 254 мм — муфта (табл. 6.10). Поэтому оптимальное усилие затяжки для первой группы должно определяться исходя из прочности ниппеля, а для второй группы — из прочности муфты, т.е. по минимальному значению $Q_{\min}$.

Рекомендуемые моменты затяжки (табл. 6.11) получены из условия, что усилие затяжки $Q_3 = (0,3 - 0,4)Q_{\min}$. Меньшее значение принято для труб больших диаметров. Для углеродистой стали с $\sigma_T = 450$ МПа усилие затяжки принято равным $(0,35 - 0,45)Q_{\min}$.

Момент затяжки допускается увеличить на 20 %. Момент затяжки контролируется моментомером.

Для свинчивания бурильных замков необходимо принимать надлежащую смазку, так как она в значительной степени влияет на износостойкость и герметичность резьбовых соединений. Смазки для бурильных замков должны воспринимать большие удельные давления и высокую температуру на поверхности резьбы при свинчивании замков (особенно в начале свинчивания), уплотнять зазоры в резьбе, легко нано-

Таблица 6.11

Рекомендуемые моменты (в кН·м) затяжки УБТ

Размер УБТ, мм	σ_T , МПа		Размер УБТ, мм	σ_T , МПа	
	650	450		650	450
108×45	7500	5850	178×90	24 500	19 500
114×45	7800	6100	203×100	33 100	26 700
121×50	7650	6850	219×110	37 900	30 600
133×60	13 000	10 300	229×90	49 600	40 000
146×75	14 900	11 900	245×135	55 000	44 500
159×80	19 800	15 700	245×100	76 500	61 800

ситься на резьбу, сохраняться на поверхности резьбы длительное время. Использование для этих целей солидола, машинного масла, мазута воспрещается. Указанным требованиям отвечают смазки, содержащие металлические компоненты (свинец, цинк, алюминий и др.).

Новые (неприработанные) резьбовые соединения рекомендуется тщательно смазывать смазкой, содержащей до 60 % металлических наполнителей (цинка, свинца, сернистого молибдена) и свинчивать с ограниченной скоростью, что позволяет исключить заедание резьбы.

ВНИИГазом и заводом им. Шаумяна разработаны смазки Р-113 и Р-416 (ТУ 38-101-708–78), выпускаемые заводом им. Шаумяна.

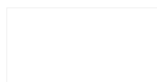
Уплотнительная смазка Р-113 предназначена для резьбовых соединений деталей бурильной колонны (бурильных замков, утяжеленных бурильных труб, переводников забойных двигателей и др.), подвергающихся частому разъединению и используемых при бурении с температурами до 200 °С и при высоких удельных давлениях на поверхности резьбы.

Приблизительное соотношение массовых долей (в %) компонентов смазок:

Жировая основа.....	35
Сернистый свинец.....	5
Окись свинца.....	2
Свинцовый порошок.....	58

По сравнению с применявшимися для этой цели смесями солидола или машинного масла с графитовым порошком или смазкой УСсА (ГОСТ 3333–80) смазка Р-113 обладает высокими противозадирными, антифрикционными и противоизносными свойствами, повышенной уплотнительной способностью, а также морозо- и температуростойкостью.

Для соединений утяжеленных бурильных труб, замков бурильных труб при более низких температурах (до 100 °С) рекомендуется применять смазку Р-416, отличающуюся от Р-113 составом жировой основы.



7

ВЫБОР СПОСОБА БУРЕНИЯ. ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И СПЕЦИФИКА ТЕХНОЛОГИИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

Ствол скважины создается разрушением горных пород с последующим извлечением их обломков на дневную поверхность. При сплошном бурении разрушается вся масса породы под долотом; при отборе керна разрушению подвергается только кольцевое пространство у стенки скважины, а внутренний цилиндр породы (кern) извлекается в целом виде (колонковое бурение) для последующего изучения.

Порода может разрушаться долблением, сверлением или (и) истиранием (последний случай — разновидность предыдущего). Каждому из этих видов разрушения соответствуют основные методы бурения: ударное, вращательное, ударно-вращательное (практически неприменимое) и дробовое (применяется редко) бурение.

Ударное бурение, имеющее ограниченное применение, обеспечивает цилиндрический ствол скважины путем выдалбливания в породе под ударами клинообразного долота, получающего возвратно-поступательное движение от станка, установленного на поверхности. Цилиндричность ствола достигается поворотом плоского долота в промежутке между ударами на некоторый угол; выбор его величины зависит от твердости пород.

Наибольшее применение получило вращательное бурение. При этом способе цилиндрический ствол формируется непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы (шлам) в процессе бурения также непрерывно выносятся на поверхность циркулирующим буровым промывочным раствором, газом, газированной жидкостью. При вращательном бурении долото внедряется в породу в результате одновременного действия осевого усилия (нагрузки), направленного

перпендикулярно к плоскости забоя, и окружного усилия от вращающего момента.

В результате действия осевого усилия долото внедряется в породу, а окружное усилие и горизонтальная составляющая осевого усилия приводят к скалыванию, дроблению или истиранию породы (в зависимости от твердости пород и вида разрушающего инструмента).

Различают три способа бурения:

роторное — когда двигатель, приводящий во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб, находится на поверхности;

турбинное и с использованием электробура — когда двигатель расположен у забоя скважины, над долотом; поток бурового раствора кроме известных функций используется как источник энергии.

Роторное и турбинное бурение являются основными способами проводки скважин и применяются повсеместно. Особенно широко используется турбинный способ бурения в России и странах СНГ.

7.1. ВЫБОР СПОСОБА БУРЕНИЯ

В России получили распространение три способа бурения нефтяных и газовых скважин: роторный, турбинный и бурение электробурами. Первые два из этих способов являются основными, последний находится в стадии широкого промышленного экспериментирования.

Способ бурения выбирают с учетом особенностей и условий проходки скважин. При этом следует принимать во внимание область рационального использования того или другого способа бурения.

Области рационального применения роторного бурения:

бурение глубоких интервалов скважин шарошечными долотами АН, где необходимо максимально увеличить проходку за рейс и оптимальные значения скорости вращения долота находятся в пределах 35—150 об/мин;

разбуривание мощных толщ пластических глин, плотных глинистых сланцев и других пород, в которых целесообразно использовать энергоемкие долота — трехлопастные и трехшарошечные с крупными зубцами и большим шагом, где необходимо создавать высокие скорости истечения жидкости из насадок (100—120 м/с) и требуется реализация в долоте

значительной части гидравлической мощности, развиваемой буровыми насосами;

при бурении скважин в условиях, требующих применения утяжеленных буровых растворов плотностью более $1700 - 1800 \text{ кг/м}^3$, когда в конкретных условиях не имеет преимуществ электробур или нет возможности его использовать;

при бурении в условиях высоких забойных температур (более $140 - 150 \text{ }^\circ\text{C}$) и осложнений, связанных с обвалами и сильными поглощениями бурового раствора;

при бурении с отбором керна;

при бурении с продувкой забоя воздухом и промывкой аэрированной жидкостью с высокой степенью аэрации, если в данных условиях невозможно использовать электробур;

при бурении опорно-технологических скважин (ОТС).

Бурение гидравлическими забойными двигателями рационально в следующих случаях:

бурение шарошечными долотами АВ диаметром 190 мм и более вертикальных скважин глубиной до $3000 - 3500 \text{ м}$ (в отдельных случаях и более глубоких) при плотности бурового раствора не выше $1700 - 1800 \text{ кг/м}^3$;

бурение алмазными долотами и долотами типа ИСМ за исключением случаев, когда плотность бурового раствора превышает $1700 - 1800 \text{ кг/м}^3$, а температура в скважине $140 - 150 \text{ }^\circ\text{C}$ (для двигателей, имеющих обрезиненные детали);

проходка наклонно направленных скважин; в интервалах набора кривизны и становления заданного азимута — независимо от значений оптимальных скоростей вращения долота, а в интервалах стабилизации наклона и перехода на вертикаль — при условии обеспечения оптимальных их значений;

вскрытие продуктивных пластов горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, а также забуривание стволов в обсаженных скважинах для их восстановления и повышения дебита низкопродуктивных скважин;

бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра с помощью агрегатов РТБ, где основной задачей, определяющей выбор способа бурения, является борьба с искривлениями;

бурение вставными долотами без подъема труб в условиях, где применение этой разновидности турбинного способа бурения целесообразно;

бурение с промывкой аэрированной жидкостью с низкой степенью аэрации долотами АВ.

Применение электробуров рационально в следующих условиях:

бурение скважин диаметром 190–394 мм с промывкой буровым раствором, в том числе утяжеленным до 2300 кг/м³, при температуре не выше 130–140 °С с учетом обеспечения оптимальных значений скорости вращения долота;

бурение опорно-технологических скважин (ОТС);

проходка наклонно и вертикально направленных скважин в сочетании с телеметрическими системами, особенно в сложных геологических условиях с обеспечением оптимальных значений скорости вращения долота на всех участках профиля скважины;

вскрытие продуктивных горизонтов горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами для повышения дебита скважин и коэффициента извлечения нефти из пластов;

бурение с продувкой забоя воздухом и промывочной аэрированной жидкостью с высокой степенью аэрации;

бурение алмазными долотами и долотами типа ИСМ, за исключением случаев, когда температура циркулирующей промывочной жидкости на забое превышает 130 °С.

Способ бурения и тип забойного двигателя в зависимости от оптимальной скорости вращения долота (об/мин) следует выбирать, пользуясь приведенными ниже данными.

Ротор, турбобур с редуктором-вставкой, электробур с двумя редукторами-вставками.....	35–100
Ротор, винтовой забойный двигатель, турбобур с редуктором-вставкой, турбобур с решетками гидроторможения, электробур с редуктором-вставкой.....	100–250
Шпиндельные турбобуры с турбинами точного литья и турбобуры с падающей к тормозу линией давления, турбобур с редуктором-вставкой, электробур с редуктором-вставкой.....	250–500
Турбобуры и электробуры для алмазного бурения.....	500–800

До настоящего времени в ряде случаев параметры режима бурения выбираются на основании анализа практических данных по десяткам и сотням пробуренных скважин, в результате чего нередко случаи, когда эти режимы внедряются в практику к концу разбуривания площади и лишь на достаточно крупных месторождениях они практически используются в течение длительного времени.

Для получения уже в начале разбуривания площади достаточной информации для обоснования выбора способа бурения (как отдельных интервалов, так и в целом для скважин), типов долот и забойных двигателей (в том случае, когда всю скважину или отдельные ее интервалы рекомендуется бурить

с их помощью), а также для проектирования оптимальных параметров режима бурения при условии использования новейших технических средств, имеющихся на вооружении в промышленности, следует производить бурение опорно-технологических скважин (ОТС). Число опорно-технологических скважин на площади выбирается таким, чтобы в результате их проводки можно было дать рекомендации для всех условий предстоящего разбуривания данной площади.

7.2. ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

В основе бурения забойными двигателями лежит применение погружного двигателя. Гидравлическим погружным двигателем называют машину, которая преобразует энергию потока жидкости в механическую энергию, а электрическим погружным двигателем — электробур.

По принципу действия различают гидравлические двигатели объемного типа (гидростатические) и гидродинамические двигатели.

Объемные двигатели действуют от гидростатического напора в результате наполнения жидкостью рабочих камер и перемещения вытеснителей. Под вытеснителем понимается рабочий орган, непосредственно совершающий работу под действием на него давления жидкости. Конструктивно вытеснитель может быть выполнен в виде поршня, пластины, зуба шестерен или ротора. В объемных гидравлических двигателях ведомое звено может совершать как циклическое возвратно-поступательное или возвратно-поворотное движение, так и непрерывное.

Объемные двигатели характеризуются тремя основными признаками:

а) наличием рабочих камер, которые периодически сообщаются со входом или выходом машины, причем жидкость наполняет каждую камеру или выталкивается из нее;

б) изменением давления в рабочей камере от начального до конечного постепенно вследствие изменения объема камеры или скачкообразно в результате сообщения камеры с выходом;

в) несущественной зависимостью усилий на рабочих органах двигателя от скорости движения жидкости в камерах.

Гидродинамические двигатели (турбины) функционируют при изменении момента количества движения жидкости в рабочих органах машины. В этом типе гидравлических двига-

телей ведомое звено совершает только вращательное движение.

Гидродинамические двигатели характеризуются также тремя особенностями:

а) рабочие органы двигателя выполнены в виде лопаточного аппарата, состоящего из статора и ротора, обтекаемого жидкостью;

б) в каналах двигателя циркулирует непрерывный поток жидкости;

в) взаимодействие между лопаточным аппаратом и жидкостью носит гидродинамический характер.

7.2.1. ТУРБОБУРЫ. ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ

В турбинном бурении наибольший крутящий момент обусловлен только сопротивлением породы вращению долота (труб и механизмов между долотом и турбобуром в случае их установки). В роторном бурении максимальный крутящий момент труб определяется сопротивлением породы вращению долота, сопротивлением трения труб о стенки скважины и вращающейся жидкости и инерционным эффектом упругих крутильных колебаний. Максимальный крутящий момент в трубах, определяемый расчетом турбины (значением ее тормозного момента), не зависит от глубины скважины, скорости вращения долота, осевой нагрузки на долото и механических свойств проходимых горных пород.

Практика применения турбобуров показывает, что стойкость труб при этом способе примерно в 10 раз превышает стойкость труб в роторном бурении.

В турбинном бурении коэффициент передачи мощности от источника энергии к долоту значительно выше, чем в роторном.

Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX столетия: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был получен в 1873 г. Гроссом. В 1890 г. Г.Г. Симченко (Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя.

В начале 1900-х годов был разработан и использован на практике для быстроударного бурения в твердых породах забойный гидравлический таран, создававший 500–600 ударов в минуту по забою. В 1923 г. М.А. Капелюшников разработал (совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым) турбин-

ный аппарат для бурения скважин, названный турбобуром Капелюшникова. Он развивал мощность до 8,8 кВт и представлял собой гидравлический двигатель, выполненный на базе одноступенчатой осевой турбины, вал которой через промежуточный многоярусный планетарный редуктор приводил во вращение долото. Проблема реализации турбинного бурения была решена П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом. Позднее благодаря работам ВНИИБТ турбинное бурение приобрело общее признание.

Успехи современного турбинного бурения главным образом зависят от возможности реализации оптимальных режимов отработки новых конструкций высокопроизводительных долот, созданных в последнее время¹.

Турбобур — машина быстроходная. Поэтому большое значение имеют работы, направленные на создание низкооборотных турбобуров, способных эффективно отрабатывать шарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами типов ГНУ и ГАУ.

В области турбоалмазного бурения особую актуальность приобретает создание высокомоментных турбобуров для работы с новыми долотами с поликристаллическими алмазными режущими элементами типа Stratopax.

Современный турбобур должен обеспечивать следующие характеристики и функции.

1. Достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости не более 0,07 л/с на 1 см² площади забоя.
2. Устойчивую работу при частотах вращения менее 7 с⁻¹ для шарошечных и 7–10 с⁻¹ для алмазных долот.
3. Максимально возможный КПД.
4. Обеспечение перепада давления на долоте не менее 7 МПа.
5. Нарботку на отказ не менее 300 ч.
6. Долговечность не менее 2000 ч.
7. Постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до наработки на отказ.
8. Независимость энергетической характеристики от давления и температуры окружающей среды.
9. Возможность изменения реологических свойств бурового раствора в процессе долбления.
10. Возможность введения в буровой раствор различных наполнителей и добавок.

¹Ю.Р. Иоанесян, В.П. Попко, С.Л. Симонянц. Конструкции и характеристика современных турбобуров. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.

11. Возможность осуществления промывки ствола скважины без вращения долота.

12. Возможность проведения замеров траектории ствола скважины в любой точке вплоть до долота без подъема буровой колонны.

13. Стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и освобождение от стопорения.

14. Гашение вибраций бурового инструмента.

15. Экономия проведенных затрат на 1 м проходки скважины по сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

Понятно, что в одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время целесообразно иметь возможно меньшее число типов турбобуров одинакового диаметра.

В начале 50-х годов в связи с возрастанием глубин скважин стали стремиться к увеличению числа ступеней турбины для снижения частот вращения долот. Появились секционные турбобуры, состоящие из двух-трех секций, собираемых в одну машину непосредственно на буровой. Секции свинчивались с помощью конической резьбы, а их валы соединялись сначала конусными, а затем конусно-шлицевыми муфтами. Осевая опора секционного турбобура устанавливалась в нижней секции.

В дальнейшем с целью упрощения эксплуатации турбобуров осевая опора была вынесена в отдельную секцию — шпиндель. Это усовершенствование позволило производить смену на буровой наиболее быстроизнашиваемого узла турбобура — его опоры.

Секционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ в настоящее время серийно выпускаются заводами химического машиностроения с диаметрами корпуса 172, 195 и 240 мм.

В конце 50-х годов во ВНИИБТ были начаты интенсивные исследования по разработке опоры качения турбобура. Дело в том, что резинометаллическая пята, хорошо работающая при использовании в качестве бурового раствора воды или буровых (глинистых) растворов с относительно низким содержанием твердой фазы, а также при невысоких значениях перепада давления на долоте, в случае применения утяжеленных или сильно загрязненных буровых растворов существенно искажала выходную характеристику турбобура, что, в свою очередь, снижало эффективность турбинного способа бурения.

В начале 60-х годов Р.А. Иоаннесяном (с соавторами) была

создана упорно-радиальная шаровая опора турбобура серии 128 000, представляющая собой многоступенчатый шарико-подшипник двухстороннего действия.

Турбобуры с шаровой опорой серии А в настоящее время серийно выпускаются заводами химического машиностроения с диаметрами корпуса 164, 195 и 240 мм.

Дальнейшее совершенствование конструкций турбобура связано с появлением новых высокопроизводительных шарошечных долот с герметизированными масломполненными опорами. Для эффективной отработки этих долот требуются частоты вращения приблизительно $2,5-5 \text{ с}^{-1}$. Это привело к созданию ряда новых направлений в конструировании турбобуров:

- с системой гидродинамического торможения;
- многосекционных;
- с высокоциркулятивной турбиной и клапаном-регулятором расхода бурового раствора;
- с системой демпфирования вибраций;
- с разделенным потоком жидкости и полым валом;
- с плавающей системой статора;
- с тормозной приставкой гидромеханического типа;
- с редукторной вставкой.

Появились также гидравлические забойные двигатели объемного типа — винтовые.

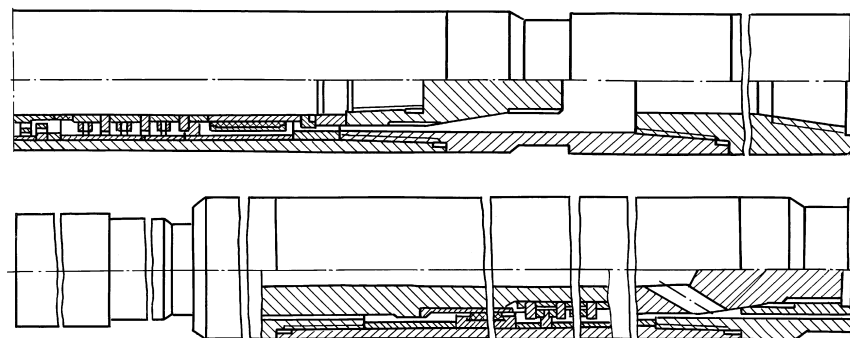
В настоящее время среди конструкторов турбобуров еще нет единого мнения о наиболее эффективном и перспективном направлении развития техники турбинного способа бурения. С целью объективной оценки новых конструкций и выбора лучшей из них для широкого внедрения в серийное производство проводятся сравнительные испытания макетных образцов новых забойных двигателей.

Секционные унифицированные шпиндельные турбобуры

Секционные унифицированные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ1 предназначены для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами.

В настоящее время выпускаются турбобуры ЗТСШ1 с диаметрами корпуса 172, 195 и 240 мм.

Турбобуры состоят из трех турбинных и одной шпиндельной секции (рис. 7.1). В шпинделе установлена непроточная резинометаллическая осевая опора, которая выполняет также функцию уплотнения вала турбобура.



Т а б л и ц а 7.1

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент*, Н·м	Частота вращения*, с ⁻¹	Перепад давления, МПа	Дли-на, м	Мас-са, кг	Диаметр, мм
ЗТСШ1-240	30/16,5	315	32	2648	7,4	5,5	23,	597	240
ЗТСШ1-195	26/16,5	330	30	1481	6,6	3,9	3	5	195
ЗТСШ1-	24/18	318	40	1746	5,9	2,9	25,	479	195
195ТЛ	21/16,5	327	30	1961	12,1	6,5	7	0	195
ЗТСША-	28/16	336	25	1765	10,4	8,8	25,	432	172
195ТЛ							7	5	
ЗТСШ1-172							25,	474	
							9	5	
							25,	353	
							4	0	

*При максимальной мощности турбобура $N_{\max}$.

В каждой турбинной секции размещено около 100 ступеней турбины, по четыре радиальные опоры и по три ступени предохранительной осевой пяты. Последняя применяется для устранения опасности соприкосновения роторов и статоров турбины из-за износа шпиндельного подшипника в процессе работы.

В турбобурах ЗТСШ1 устанавливается цельнолитая металлическая турбина, а в турбобурах ЗТСШ1-ТА — составная турбина, проточная часть которой изготовлена методом точного литья.

В качестве запасного комплекта к турбобурам ЗТСШ1-195ТА поставляется и турбина типа 24/18-195ТПК, лопаточный венец которой выполнен из пластмассы.

Технические характеристики секционных унифицированных шпиндельных турбобуров ЗТСШ1 приведены в табл. 7.1 (при плотности жидкости 1000 кг/м^3).

Высокомоментные турбобуры с системой гидроторможения

Высокомоментные турбобуры типа АГТШ с системой гидродинамического торможения предназначены для бурения глубоких скважин шарошечными долотами, но могут применяться и при алмазном бурении. Машиностроительные заводы Минхиммаша выпускают турбобуры типа АГТШ с диаметрами корпуса 164, 195 и 240 мм.

Турбобуры состоят из трех секций и шпинделя (рис. 7.2). Две турбинные секции содержат многоступенчатую высокоциркулятивную турбину. В третьей устанавливаются ступени гидродинамического торможения (ГТ). Ступени ГТ состоят из статора и ротора, лопатки венцов которых имеют безударное обтекание жидкостью на тормозном режиме. При вращении такого ротора возникает крутящий момент, противоположный моменту, развиваемому турбиной турбобура. Значение тормозящего момента пропорционально частоте вращения вала.

В шпинделе турбобура установлен упорно-радиальный шарикоподшипник серии 128 000. В качестве уплотнения вала используются круглые резиновые кольца ПРУ.

Технические характеристики высокомоментных турбобуров типа АГТШ приведены в табл. 7.2 (при плотности жидкости 1000 кг/м^3).

Рис. 7.1. Шпиндельный унифицированный турбобур типа ЗТСШ1

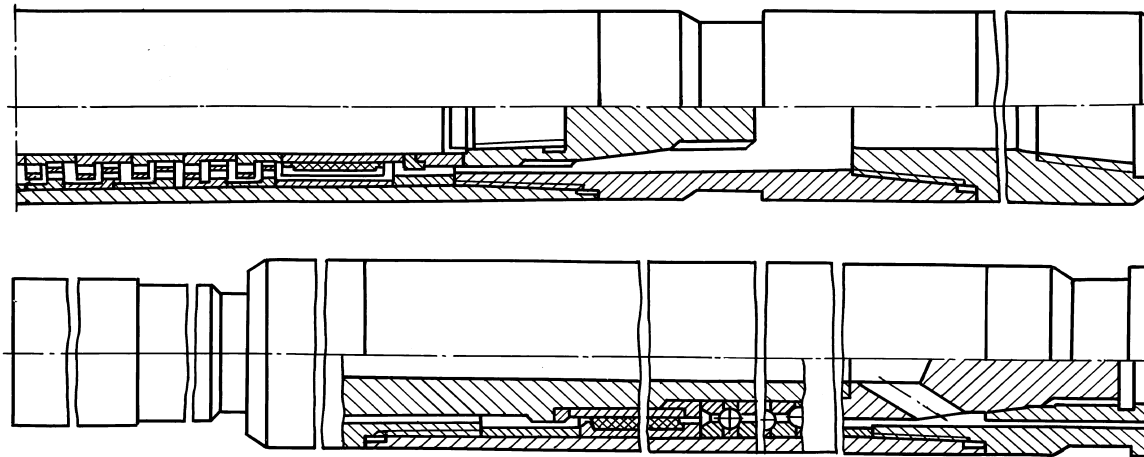


Рис. 7.2. Турбобур с системой гидроторможения типа А7ГТШ и А9ГТШ

Таблица 7.2

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней турбины	ГТ	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент*, Н·м	Частота вращения*, с ⁻¹	Перепад давления, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр турбобура, мм
А9ГТШ	А9К5Са	210	99	45	3060	4,9	5,5	23,3	6165	240
А7ГТШ	А7Н4С	228	114	30	1814	6,0	6,9	24,9	4425	195
А6ГТШ	А6К3С	240	75	20	779	6,0	4,5	24,5	2960	164

*При максимальной мощности турбобура $N_{\max}$.

Многосекционные турбобуры

Существующая технология турбинного бурения в большинстве случаев основана на применении серийных турбобуров АГТШ или ЗТСШ1 в том виде, в каком они поставляются машиностроительными заводами. Энергетические характеристики этих турбобуров, как правило, не удовлетворяют оптимальным параметрам отработки шарошечных долот и гидравлической программе бурения. Особенно это относится к применению новых шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами (ГНУ и ГАУ), а также к использованию одного бурового насоса при бурении скважины.

С целью снижения частоты вращения долота и наращивания крутящего момента на валу турбобура применяются многосекционные (свыше трех секций) турбинные сборки. Серийные турбобуры, собранные из пяти-шести турбинных секций, позволяют эффективно отрабатывать высокопроизводительные долота при пониженных расходах бурового раствора, а также предоставляют технологам значительно более широкие возможности для выбора оптимальных параметров режима бурения.

В дальнейшем усовершенствованные многосекционные турбобуры испытывались при бурении глубоких скважин в РФ и за рубежом как с отечественными, так и с американскими долотами. Стойкость шарошечных долот производства США составляла 15–60 ч.

По своей конструктивной схеме многосекционный турбобур не отличается от серийного. Однако увеличение числа турбинных секций предъявляет более высокие требования к надежности работы шпинделя турбобура. Он должен быть не только более надежным, но и более долговечным, чем применяемые в настоящее время шпиндели серийных турбобуров. Этим требованиям отвечают шпиндели с лабиринтным дисковым уплотнением типа ШФД (рис. 7.3).

Многосекционный турбобур является дорогой машиной, поэтому его срок службы до списания должен быть увеличен не менее чем до 2000 ч. По результатам испытаний таких турбобуров со шпинделями типа ШФД их долговечность составляет 2000–4000 ч.

Формирование энергетической характеристики многосекционного турбобура может осуществляться несколькими путями: использованием разных типов турбин, их сочетанием

со ступенями ГТ, а также регулированием расхода бурового раствора через турбину.

В табл. 7.3 приведена техническая характеристика современных многосекционных турбобуров (при плотности жидкости 1000 кг/м^3), собираемых из серийно выпускаемых машин типов АГТШ и ТСШ1.

Турбобур с независимой подвеской

Увеличение числа секций турбобура позволяет сформировать оптимальную энергетическую характеристику для бурения шарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и алмазными породоразрушающими инструментами. Этот путь представляется наиболее простым и надежным, однако требует более квалифицированного подхода к сборке и регулировке турбинных секций. Для упрощения этих операций и взаимозаменяемости секций разработана конструкция турбобура с независимой подвеской.

Каждая турбинная секция с независимой подвеской имеет свой упорный шарикоподшипник. Корпусы секций соединяются между собой с помощью конической резьбы, а валы — квадратными полумуфтами и могут свободно перемещаться в осевом направлении. В результате такой компоновки секций износ упорного подшипника шпинделя не влияет на осевой зазор между статором и ротором турбины. Последний определяется только износом подшипников, установленных в турбинных секциях. Поскольку осевая нагрузка на эти подшипники действует только с одной стороны и практически не имеет динамической составляющей, то этот износ легко прогнозируется. При сборке ротор турбины устанавливается в крайнее верхнее положение относительно статора, что позволяет увеличить время работы упорного подшипника секции. По данным промысловых испытаний диапазон наработки турбинной секции на отказ составляет 120—350 ч.

Упорный подшипник шпинделя работает в тяжелых условиях. Действующая на него реакция забоя скважины переменна по величине и частотам возмущения. Динамические силы приводят к интенсивному износу этого подшипника. Однако допустимый осевой люфт в опоре может составлять около 16—20 мм, поэтому наработка на отказ может быть вполне соизмерима и даже выше, чем у шпинделя обычного типа, но только в тех случаях, когда износ опоры не соп-

ровождается расколом отдельных ее элементов (обоймы, шара).

Турбобур с независимой подвеской может быть собран с турбиной любого типа. В каждой секции можно установить по 80—90 ступеней.

Ниже приводится характеристика трехсекционного турбобура А7ГТШМ (при плотности жидкости 1000 кг/м³).

Число ступеней:	
турбины.....	249
ГТ.....	66
Расход жидкости, л/с.....	28
Крутящий момент*, Н·м.....	1800
Частота вращения*, с ⁻¹	5,2
Перепад давления*, МПа.....	7

*При максимальной мощности турбобура $N_{\max}$.

Турбобур с плавающим статором

Турбобуры с плавающими статорами обладают теми же преимуществами, что и турбобуры с независимой подвеской секций. Однако в отличие от первых осевая опора шпинделя имеет повышенную гидравлическую нагрузку.

Конструкции турбобуров с плавающими статорами принципиально отличаются от известных.

Каждый статор такого турбобура имеет свободу перемещения в осевом направлении и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента. Каждый ротор представляет собой и пяту для соответствующего статора, который не имеет приставочных дистанционных колец.

Такое исполнение ступени турбины, с одной стороны, позволяет до максимума увеличить средний диаметр турбины, а с другой, — до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удастся разместить число ступеней турбин в 1,4 раза больше, чем у серийных турбобуров. Недостаток этой конструкции — свободный выход бурового раствора на внутреннюю поверхность корпуса турбинной секции.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми люфтами турбины и осевой опорой шпинделя позволяет исключить из практики турбинного бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Турбобур состоит из трех турбинных секций и шпинделя

Т а б л и ц а 7.4

Тип турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент*, Н·м	Частота вращения*, с ⁻¹	Перепад давления, МПа
ТПС-172	435	25	2100	7,5	6,57
ЗТСШ1М1-195	455	30	2875	6,85	5,97
*При максимальной мощности $N_{\max}$.					

с двумя вариантами осевой опоры: подшипник ШШО-172 (538920) и резинометаллическая пята ПУ-172.

Турбобуры с диаметром корпуса 172 мм с плавающим статором прошли промышленные испытания в Главтюменнефтегазгеологии. Средняя наработка турбобура на отказ (по шпинделю) составила 210 ч. Межремонтный период турбинных секций — более 500 ч.

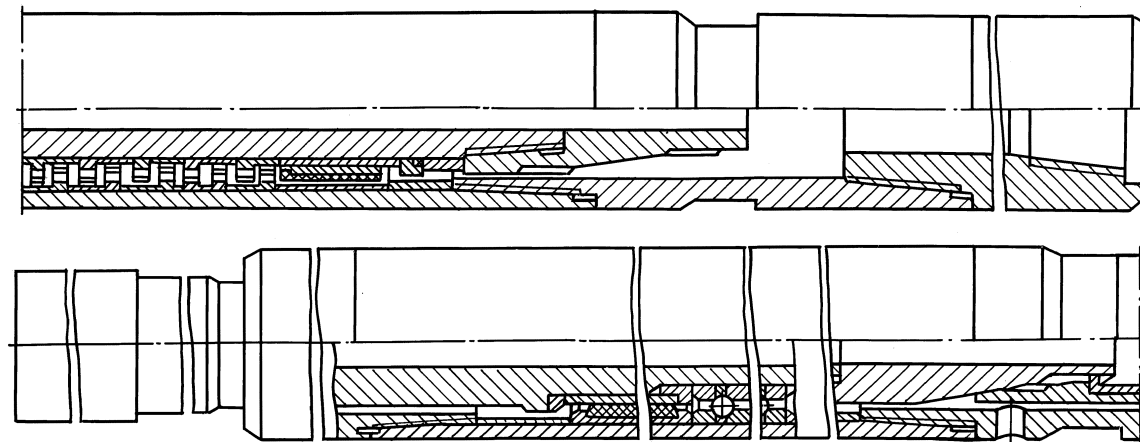
В табл. 7.4 приведены технические характеристики турбобуров с плавающим статором с диаметром корпуса 195 мм — ЗТСШ1М1-195 и 172 мм — ТПС-172 (при плотности жидкости 1000 кг/м³).

Турбобур с полым валом

Во ВНИИБТ разработаны турбобуры с полым валом (рис. 7.4), предназначенные для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами в сложных горно-геологических условиях. Турбобур состоит из турбинных секций и шпинделя. В зависимости от условий эксплуатации возможно использование от трех до шести турбинных секций для обеспечения требуемой характеристики турбобура.

Как видно из рис. 7.4, турбинные секции состоят из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на четырех резинометаллических радиальных опорах. В пространстве между корпусом и полым валом установлено около 100 ступеней турбины. Концы полого вала оборудованы конусно-шлицевыми полумуфтами, внутри которых имеются уплотнительные элементы, предотвращающие утечку бурового раствора из полости вала к турбине. При сборке турбинных секций соблюдаются заданные размеры вылета и утопания полумуфт для обеспечения необходимого положения роторов относительно статоров.

Шпиндель турбобура состоит из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на резинометаллических радиальных опорах и упорно-радиальном шариковом подшип-



Т а б л и ц а 7.5

Шифр турбо-бура	Число ступе-ней турби-ны	Расход жидко-сти через турбину, л/с	Крутящий момент*, Н·м	Частота вращения*, с ⁻¹	Перепад давления, МПа	Диаметр долота, мм
ТПВ 240	552	30	2800	5,7	6,7	311; 295,3; 269,9
А7ПВ	588	22	1600	4,9	4,9	215,9; 212,2
ТПВ 178	552	17	1200	7,6	10	215,9; 212,2

*При максимальной мощности турбобура $N_{\max}$.

нике серии 128 000. В случае необходимости нижний конец корпуса шпинделя может быть оборудован стабилизатором, при этом на нижний конец вала устанавливается удлинитель, который центрируется внутри стабилизатора резинометаллической радиальной опорой.

При сборке турбинных секций предусмотрена возможность установки стабилизаторов между турбинными секциями или между турбинной секцией и шпинделем. Для этого на нижнем переводнике турбинной секции на резьбе закрепляется стабилизатор, а на нижнем конце вала — удлинитель соответствующей длины так, чтобы не изменять ранее отрегулированные присоединительные размеры утопания и вылетов полумуфт.

Наличие полых валов турбинных секций и шпинделя позволяет осуществлять следующие операции:

- поддерживать в насадках долота перепад давления 6—9 МПа без дополнительного нагружения буровых насосов;

- проводить замеры пространственного положения ствола скважины в непосредственной близости от долота без подъема буровой колонны на дневную поверхность;

- на основании проведенных замеров корректировать осевую нагрузку на долото для управления процессом набора, сброса или стабилизации угла искривления ствола скважины;

- прокачивать через полость валов, минуя турбину, разного рода наполнители;

- спускать в аварийных случаях в полость вала приборы для определения места прихвата ПО-50 по ТУ 39-020—75 и торпеды, например, ТШ-35, ТШ-43, ТШ-50 по ТУ 25-04-2726—75, ТУ 25-04-2702—75 или ТДШ-25-1, ТДШ-50-2 по ТУ 39/5-137—73 и ТУ 39/5-138—73;

- продавливать буровой раствор и выравнивать его свойства через полый вал с последующим сбросом гидромониторного узла (такая операция позволяет во много раз сократить время для проведения указанных работ).

В табл. 7.5 приведены технические характеристики турбобуров с полым валом (при плотности жидкости 1000 кг/м³).

Турбобур с редуктором-вставкой

Турбобуры с редуктором-вставкой типа РМ предназначены для эффективного использования шарошечных долот с маслонаполненными опорами при технологически необходимом расходе бурового раствора и уменьшенным

Т а б л и ц а 7.6

Тип турбинной секции	Число турбинных секций	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м		Перепад давления, МПа
			предельный	при $N_{\max}$	
ЗТСША-195ТЛ	1	24	4826	2413	2,7
ЗТСШ1-195	1	40	4806	2403	3,6
А7ТШ	1	30	3650	1825	3

Примечание $N_{\max}$ — максимальная мощность турбобура; плотность жидкости 1000 кг/м³.

по сравнению с другими гидравлическими двигателями перепадом давлений.

Маслонаполненный редуктор-вставка применяется в сочетании с турбинными секциями и шпинделем серийно выпускаемых турбобуров. Редуктор-вставка устанавливается между шпинделем и турбинными секциями, снабжен планетарной передачей и системой маслозащиты передачи и опор.

Планетарная передача двухрядная, зубчатая, с косозубым зацеплением Новикова. Система маслозащиты имеет уплотнения торцового типа. Выходной вал с помощью шлицевой муфты соединен с валом шпинделя, а входной вал с помощью полумуфты — с турбинными секциями.

Редуктор-вставка представляет собой автономный узел, который может быть заменен непосредственно на буровой. Энергетические характеристики турбобура с редуктором-вставкой и разными типами турбин приведены в табл. 7.6.

При испытаниях турбобуров средняя наработка на отказ маслонаполненного редуктора составила 100–115 ч, а при бурении скважин с высокими забойными температурами (свыше 150 °С) — около 40 ч.

Шпиндель с лабиринтным дисковым уплотнением

В настоящее время нашли промышленное применение и подготовлены для серийного производства шпиндели типа ШФД (табл. 7.7) с лабиринтным дисковым уплотнением (см. рис. 7.3). Они предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частоте вращения вала до 25 с⁻¹ и обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 1,5–2,5 раза по сравнению с тем, когда используются шпиндели серийно выпускаемых конструкций. Увеличение наработки на отказ достигается за счет частичной изоляции кар-

Т а б л и ц а 7.7

Шифр шпинделя	Наружный диаметр, мм	Масса, кг	Внутренний диаметр корпуса, мм	Наружный диаметр вала, мм	Общая длина, мм	Число радиальных опор
ШФД-240	240	1310	205	115	4650	3
ШФД-195	195	910	165	105	4600	3

Т а б л и ц а 7.8

Шифр подшипников ТУ 37.006.042 – 81	Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15 – 72				
	к турбинной секции	к долоту	корпуса	верхней части вала	нижней части вала
128723	РКТ-208	З-147	РКТ-218	МК-116	З-133
128721К	З-171	З-117	РКТ-177	МК-105	З-117

тера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу. Такая изоляция обеспечивается оборудованием верхней части вала шпинделя "расходным" лабиринтным уплотнением и установкой между лабиринтным уплотнением и уплотнениями картера осевой опоры дренажной втулки, отверстия которой сообщаются с пространством скважины.

Уплотнители картера осевой опоры выполнены из эластичного материала, укреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, закрепленным в корпусе, при этом число пар уплотнитель – диск равно восьми.

Для соединения с верхнерасположенными турбинными секциями вал шпинделя оборудован в верхней части конусно-шлицевой полумуфтой, которая одновременно служит для сжатия пакета деталей, набранных на валу. Для центрации вала используются резинометаллические радиальные опоры, одна из которых установлена между полумуфтой и лабиринтным уплотнением, а две другие – в нижней части вала. Лабиринтное уплотнение состоит из набора парных дисков ротора и статора и рассчитано на работу с перепадом давлений в насадках долота до 7 МПа. В картере осевой опоры между двумя блоками уплотнителей установлен упорно-радиальный шариковый подшипник серии 128 000.

По результатам сравнительных испытаний, проведенных в ПО "Куйбышевнефть", шпиндель ШФД-195 имеет наибольшую наработку на отказ – (183 ч) из всех негерметизированных конструкций новых шпинделей турбобуров, разработанных ВНИИБТ. Конструктивные характеристики шпинделей приведены в табл. 7.8.

Герметизированный маслonaполненный шпиндель

В настоящее время нашли промышленное применение и подготовлены для серийного производства герметизированные маслonaполненные шпиндели типа ШГД (рис. 7.5). Шпиндели предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до 15 с^{-1} и обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 2–4 раза по сравнению с использованием шпинделей серийно выпускаемых турбобуров.

Увеличение наработки на отказ в шпинделях ШГД достигается полной герметизацией картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу, причем картер осевой опоры заполнен смазкой. Надежная герметизация картера осевой опоры обеспечивается тем, что на герметизирующие уплотнения не действует перепад давлений, срабатываемый в насадках долота. Это стало возможным при использовании "расходного" лабиринтного уплотнения, аналогичного применяемому в шпинделях ШФД. Лабиринтное уплотнение установлено в верхней части вала над герметизирующими элементами. Раствор, прошедший через лабиринтное уплотнение, сбрасывается в затрубное пространство через отверстия в корпусе, расположенные над герметизирующим элементом. Герметизирующие элементы, выполненные из эластичного материала, закреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, закрепленным в корпусе.

Вал центрируется относительно корпуса тремя резинометаллическими радиальными опорами, одна из которых установлена в верхней части вала, две другие — в нижней. Полумуфта закрепляется на валу малоконусной резьбой с внутренним упорным торцом и одновременно своим наружным торцом сжимает пакет деталей, набранных на валу. С верхнерасположенными турбинными секциями полумуфта соединяется конусно-шлицевым соединением, имеющим такие же присоединительные размеры, как и полумуфта серийно выпускаемого турбобура. Лабиринтное уплотнение состоит из набора парных дисков ротора и статора и рассчитано на работу с перепадом давлений в насадках долота до 7 МПа. Для предотвращения попадания шлама в лабиринтные диски следует поддерживать перепад давлений в насадках долота не менее 2 МПа.

Рис. 7.5. Герметизированный маслonaполненный шпиндель

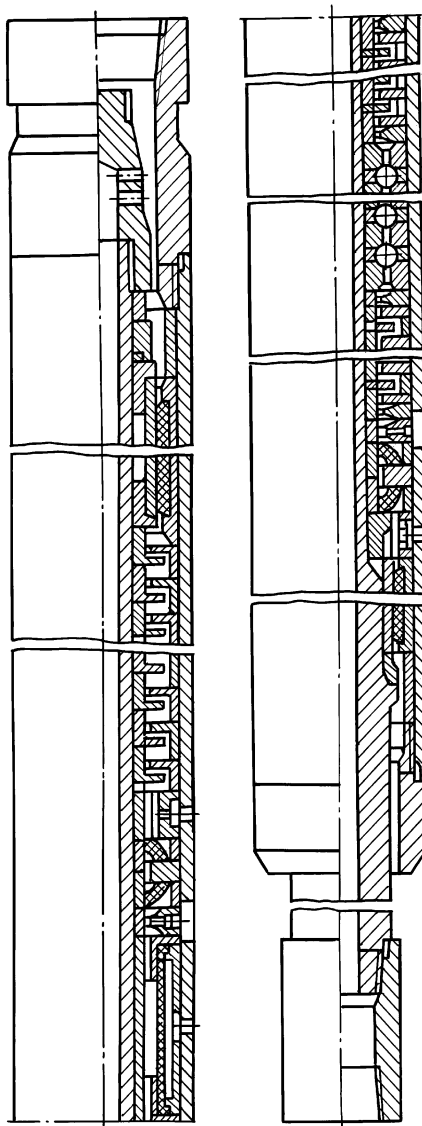
Герметизирующие уплотнители установлены над картером осевой опоры и под ним и объединены для удобства монтажа и демонтажа в отдельные блоки. По принятой классификации герметизирующие элементы состоят из двух частей: одна из них установлена в среде бурового раствора, другая — в среде смазки. При этом между этими частями образуется буферная зона, которая через регулирующий клапан соединена с картером осевой опоры.

Назначение клапана комплексное:

поддержание заданного начального давления смазки в картере осевой опоры как во время заправки, так и в процессе работы, когда происходит увеличение объема смазки вследствие ее разогрева;

создание встречного движения смазки буровому раствору в пределах буферной зоны между двумя уплотнителями и продавливание смазки между торцами уплотнителя и антифрикциона;

возможность секционирования герметизирующих элементов с одновременным исключением воздушных пробок между герметизирующими элементами за счет перетока смазки через клапан;



Т а б л и ц а 7.9

Шифр шпинделя	Наружный диаметр, мм	Масса, кг	Внутренний диаметр корпуса, мм	Наружный диаметр вала, мм	Общая длина, мм	Число радиальных опор	Число уплотнителей картера	Общий объем смазки, дм ³	Число лубрикаторов
ШГД-240 ШГД-195	240 195	2200 1450	205 165	115/130 105/115	7700 7650	3 3	8 8	36 24	3 3

П р о д о л ж е н и е т а б л. 7.9

Шифр шпинделя	Шифр подшипника по ТУ 37.006.042-81	Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15-72				
		к турбинной секции	к долоту	корпуса	верхней части вала	нижней части вала
ШГД-240	128723	РКТ208	З-147	РКТ218	МК116	З-133
ШГД-195	128721К	З-171	З-117	РКТ177	СПМК105	З-117

равномерное распределение давления по всем образованным буферным зонам;

вывод остатков воздуха при заправке шпинделей смазкой.

Клапан установлен в диске, закрепляемом в корпусе.

Наряду с применением шарикового подшипника типа 128 700 по ТУ 37.006.042–81 предусмотрено использование опоры скольжения.

В качестве смазки может использоваться индустриальное масло и нигрол.

Конструкция шпинделя допускает производство дозаправки или полной смены смазки на буровой, для чего верхняя и нижняя части картера снабжены заправочными втулками.

В настоящее время ведутся работы по использованию смазок, обладающих высокоэффективными тормозящими свойствами. С внедрением таких смазок применение герметизированных шпинделей станет еще более эффективным, так как тормозное устройство станет наиболее компактным из всех известных.

В результате сравнительных испытаний новых шпинделей турбобуров шпиндель ШГД-195 признан наиболее надежной и долговечной конструкцией. Его средняя наработка на отказ составила 294 ч.

Конструктивные характеристики шпинделей ШГД приведены в табл. 7.9.

Турбины современных турбобуров

Турбина турбобура представляет собой преобразователь гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала.

Турбина современного турбобура — многоступенчатая, осевого типа и состоит из систем статоров и роторов. Как правило, система статоров связана с корпусом, а система роторов — с валом турбобура (рис. 7.6).

При постоянном значении расхода бурового раствора через турбину развиваемый ею крутящий момент определяется по формуле Эйлера

$$M = Q\rho r(c_{1u} - c_{2u})z, \quad (7.1)$$

где Q — расход жидкости; ρ — плотность жидкости; r — средний радиус турбины; c_{1u} , c_{2u} — проекции абсолютной скорости потока жидкости, протекающего соответственно

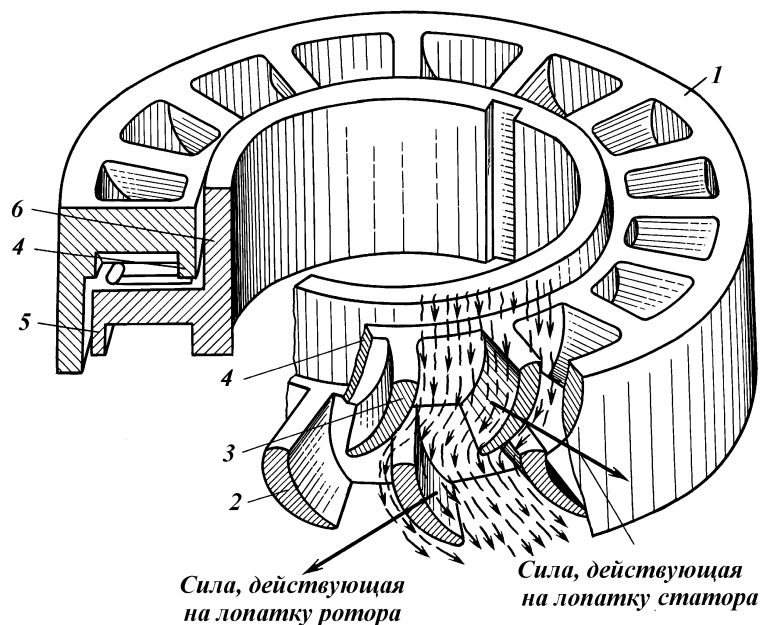


Рис. 7.6. Принцип действия турбины турбобура (пара стартор – ротор):
 1, 5 — наружный обод ротора и статора; 2, 3 — лопатка ротора и статора;
 4, 6 — внутренний обод статора и ротора

через статор и ротор на направление окружной скорости турбины; z — число ступеней турбины.

Эффективный перепад давления на турбине определяется по формуле

$$p_3 = \rho u^2 z, \quad (7.2)$$

где u — окружная скорость турбины на среднем диаметре.

Развиваемый турбиной крутящий момент зависит от режима ее работы, т.е. от частоты вращения ротора турбины. Для большинства современных турбин эта зависимость линейна и определяется уравнением

$$M = M_T \left(1 - \frac{n}{n_x}\right), \quad (7.3)$$

где M_T — тормозной (предельный) крутящий момент; n — частота вращения ротора; n_x — частота вращения ротора на холостом режиме (предельная).

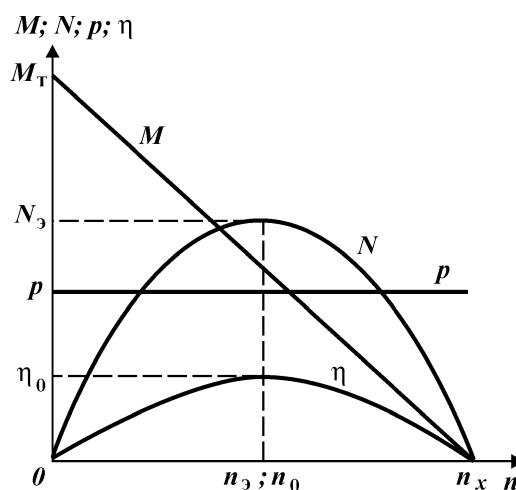
Совокупность зависимостей крутящего момента, перепада давления, мощности и КПД от частоты вращения называется энергетической характеристикой турбины. Энергетическая характеристика представлена на рис. 7.7. Как видно из графиков, характеристика турбины турбобура — серийная. Однако это не означает, что турбобур может работать на всех режимах — от холостого до тормозного. Известно, что при увеличении осевой нагрузки частота вращения вала турбобура вначале уменьшается, затем турбобур начинает неустойчиво работать, а потом резко останавливается — “срывается”. Частота вращения при этом, как правило, бывает не ниже $0,4 n_x$.

“Срыв” турбобура объясняется многими факторами, основными из которых являются нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в пяте турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения, низкочастотные колебания момента сопротивления из-за вибраций и неравномерностей подачи бурового инструмента, перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости. Все эти факторы приводят к тому, что устойчивая работа турбобура возможна только с определенным, как правило, не менее чем двукратным запасом крутящего момента, т.е. на режимах, располагающихся правее от режима максимальной мощности.

Эти режимы в большинстве случаев характеризуются также и максимальным значением механической скорости про-

Рис. 7.7. Энергетическая характеристика турбины турбобура:

M — крутящий момент;
 M_t — тормозной момент;
 N — мощность;
 N_3 — максимальная мощность;
 p — перепад давления;
 n — частота вращения;
 n_3 , n_x , n_0 — частота вращения соответственно на экстремальном, холостом и оптимальном режимах;
 η — КПД; η_0 — максимальный КПД



ходки. Поэтому условно режим максимальной мощности можно считать рабочим режимом турбобура.

Следует отметить, что чем глубже забой скважины, чем больше искривлен ее ствол, чем более моментоемкое долото используется при бурении, чем выше вибрации бурильного инструмента и чем больше перемежаемость горных пород, тем ближе к холостому режиму должен располагаться рекомендуемый рабочий режим турбобура и тем, следовательно, ниже должна быть частота вращения холостого хода.

Для расчета характеристики турбины могут использоваться преобразованные формулы, определяющие крутящий момент и перепад давления на режиме максимальной мощности:

$$M = 2\pi Q r^2 n z, \quad (7.4)$$

$$p = 4\pi^2 r g^2 \frac{n z}{\eta}, \quad (7.5)$$

где p — перепад давления на турбине; η — КПД.

Т а б л и ц а 7.10

Технические характеристики турбин, выпускаемых отечественной промышленностью

Тип турбины	Диаметр турбобура, мм	Расход раствора, л/с	Тормозной момент, Н·м	Частота вращения холостого хода, с ⁻¹	Перепад давления рабочий, МПа	Максимальный, МПа перепад давления	Максимальный КПД, %
30/16,5-240	240	40	24,58	17,3	0,0262	0,0262	63,8
A9KCA	240	40	22,02	14,0	0,0252	0,0324	40,4
26/16,5-196	195	28	8,07	13,9	0,0113	0,0113	55,3
A7H4C	195	28	12,59	18,5	0,0287	0,0363	40,5
24/18-195TA	195	28	4,74	8,2	0,0048	0,0048	47,4
24/18-195TPK	195	28	5,63	8,1	0,0057	0,0057	42,3
A7ПЗ	195	28	16,77	18,3	0,0320	0,0363	38,2
A7ПЗ6K	195	28	17,69	19,8	0,0259	0,0296	52,8
21/16,5-195ATA	195	28	16,32	23,2	0,0263	0,0341	70,6
TA-195ATA	195	28	16,92	29,2	0,0395	0,0433	65,6
T195K	195	28	9,50	13,8	0,0139	0,0139	50,8
28/16-172	172	24	8,22	20,5	0,0239	0,0239	44,2
A6K3C	164	20	6,22	18,1	0,0194	0,0232	39,8

П р и м е ч а н и е. Число ступеней — 1. Плотность бурового раствора — 1000 кг/м³ (техническая вода).

При пересчете параметров характеристики турбины на другие значения расхода, плотности жидкости и числа ее ступеней следует пользоваться выражениями

$$\begin{aligned} n &\sim Q; M \sim Q^2; p \sim Q^2; N \sim Q^3; \eta \text{ inv } Q; \\ n \text{ inv } \rho; M &\sim \rho; p \sim \rho; N \sim \rho; \eta \text{ inv } \rho; \\ n \text{ inv } z; M &\sim z; p \sim z; N \sim z; n \text{ inv } z, \end{aligned} \quad (7.6)$$

где N — мощность турбины.

Турбины турбобуров изготавливаются из малолегированной стали преимущественно цельнолитыми в земляные формы и составными, когда лопаточный венец выплавляется точным литьем по моделям. Выпускаются также лопаточные венцы, изготовленные из пластмассы. Стойкость пластмассовых венцов, как правило, намного ниже стойкости стальных.

Характеристики турбин определяются экспериментально при испытаниях на специальном турбинном стенде. В табл. 7.10 даны основные параметры стендовых энергетических характеристик серийных и некоторых опытных турбин турбобуров, выпускаемых промышленностью.

Турбобуры зарубежных фирм

За рубежом производством, прокатом и обслуживанием турбобуров в настоящее время занимаются фирмы "Neyrfor", турбобуры которой выпускает фирма "Nerpic", и "Turboservice", контролируемая фирмой "Eastman". Однако в эксплуатации у многих мелких субпдрядчиков, владеющих 1—5 турбобурами, сохраняются машины, выпущенные более 15 лет назад фирмами "Eastman", "Salzgitter" и "Trauzel".

За исключением отдельных случаев в конструкциях фирмы "Neyrfor" используется многоступенчатая шаровая опора качения, очень напоминающая наш отечественный прототип, турбобуры зарубежных фирм содержат в качестве осевой опоры многорядную резинометаллическую пятую, а их радиальные опоры выполнены в виде двух втулок, одна из которых — стальная — закреплена на валу, а другая — эластичная — в корпусе.

В табл. 7.11 представлены технические характеристики турбобуров фирмы "Neyrfor". Следует отметить, что из

Таблица 7.11

Технические характеристики турбобуров фирмы "Neuforg"

Тип	Число ступеней турбины	На-руж-ный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход (вода), л/с	Частота вращения, с ⁻¹	Вращающий момент, Н·м	Максимальный перепад давления, МПа
Для направленного бурения								
TF 5"	101	127	6590	550	10	17,17	204	4,0
TF 7 ¹ / ₄ "	110	189	8380	1420	30	12,5	1130	5,0
TFST 7 ¹ / ₄ "	53	189	4940	740	30	12,5	560	2,5
TFST 10 ¹ / ₄ "	80	260	7600	2300	50	10,33	2110	4,7
Для вертикального бурения								
TF 4 ³ / ₄ "	—	120	—	—	—	—	—	—
TFI5"	135	127	9070	755	10	17,17	269	5,3
T2FI5"	240	127	15240	1255	10	17,17	538	9,7
TFI 7 ¹ / ₄ "	154	189	11260	1855	30	14,83	1920	10,1
TFAI 7 ¹ / ₄ "	236	189	15500	2645	30	14,83	2940	14,6
T3AI 7 ¹ / ₄ "	308	189	19740	3435	30	14,83	3930	19,1
T2AI 9 ¹ / ₂ "	172	242	15575	4450	41,6	12,05	3685	11,0
T3AI 9 ¹ / ₂ "	246	242	21045	6050	41,6	12,05	5521	15,7

12 типов турбобуров для направленного бурения предназначены 4 типоразмера с диаметрами корпуса 127, 189 и 260 мм.

Отличительной особенностью турбобуров фирмы "Neuforg" является наличие лабиринтного уплотнения выходного вала, выполненного в виде 8 ступеней дисков ротора и статора. Лабиринтное уплотнение установлено над нижней радиальной опорой под отверстиями в валу, через которые буровой раствор подается к долоту.

Корпус турбобура при необходимости может быть отцентрирован (турбобуры T3AI 7¹/₄", T2FI 5", T2AI 7¹/₄", T2AI 9¹/₂", TFI 5", T3AI 9¹/₂").

В табл. 7.12 приведены технические характеристики турбобуров фирмы "Eastman". Для направленного бурения предназначено 5 типоразмеров турбобуров с диаметром корпуса 130 и 171 мм. Всего фирма имеет 12 типоразмеров турбобура. Турбобуры фирмы "Eastman" шпиндельные; полумуфта, соединяющая валы турбинной секции и шпинделя, передает вращающий момент несколькими шлицами (шпонками), а осевое усилие — плоским торцом. Лопатки турбины выполнены коническими с расширением к периферии, при этом роторы не имеют ободов.

Т а б л и ц а 7.12

Технические характеристики турбобуров фирмы "Eastman"

Тип	Число турбины	Наружный диаметр, мм	Расход (вода), л/с	Частота вращения, с ⁻¹	Вращающий момент, Н·м	Максимальный перепад давления, МПа
Для направленного бурения						
5 ¹ / ₈ "	60	130	18,9	15,67	325	3,0
5 ¹ / ₈ "	90	130	18,9	15,67	485	4,4
6 ³ / ₈ "	50	171	31,5	16,67	475	2,4
6 ³ / ₄ "	64	171	31,5	16,67	600	3,4
6 ³ / ₄ "	76	171	31,5	16,67	720	4,0
Для вертикального бурения						
5 ¹ / ₈ "	50	130	20,5	16,97	310	2,9
5 ¹ / ₈ "	100	130	20,5	16,97	620	5,4
5 ¹ / ₈ "	125	130	18,9	15,67	680	5,8
5 ¹ / ₈ "	150	130	20,5	16,97	925	7,8
5 ¹ / ₈ "	200	130	20,5	16,97	1235	10,3
6 ³ / ₈ "	125	171	31,5	16,67	1172	6,3
6 ³ / ₄ " — 7 ³ / ₄ "	100	—	34,7	18,23	1150	6,2

Т а б л и ц а 7.13

Краткие технические характеристики турбобуров фирмы "Turboservice"

Тип (диаметр, мм)	Число ступеней и тип турбины, шт.	Расход (вода), л/с	Частота вращения, с ⁻¹	Давление, МПа	Вращающий момент, Н·м
X, W, V, S, Z (от 254 до 193,7)	61N	33,3	16	2,4	814
	110N	35,0	12,0	4,7	1589
	115P	32,5	14,7	6,7	1638
	150N	33,3	11,5	5,3	1962
	165P	30	13,6	7,6	1726
	180N	31,7	11	6,3	2119
	200N	30,8	10,1	6,7	2237
	215P	16,7	12,1	8,2	2168
L, M (от 127 до 142,9)	40N	17,5	24,3	4,0	294
	140N	12,5	20,3	7,1	510
	240N	10	16,3	8,5	618
Y (95,2)	100N	10	21,5	2,75	990
	200N	8	17,2	3,5	1265

В табл. 7.13 и 7.14 приведены технические характеристики турбобуров фирмы "Turboservice". Общее число типоразмеров турбобуров достигает 25, при этом для направленного бурения предназначено 4 типоразмера турбобуров. Турбобуры оснащаются турбинами двух типов (N — нормальные,

Т а б л и ц а 7.14

Технические характеристики турбобуров фирмы "Turboservice"

Тип	Число ступеней и тип турбины	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Число секций	Вращающий момент (минимальный), Н·м	Расход (вода), л/с		Максимальное давление, МПа
							минимальный	максимальный	
XA	110N	254	9350	3200	1	1177	30	45	8,0
XA	115P	254	9350	3200	1	981	27	40	10,5
XAR	200N	254	15450	5300	1	1962	29	35	12,0
WB	150P	242	12000	3500	1	1569	30	40	9,0
WB	165P	242	12000	3500	1	1471	28	35	10,0
SB	150N	219,1	12100	2900	1	1471	29	40	9,0
SB	165P	219,1	12100	2900	1	1373	27	35	10,0
SB	150N	215,9	12100	2850	1	1471	29	40	9,0
SB	165P	215,9	12100	2850	1	1373	27	35	10,0
ZO	61N	193,7	5500	850	1	587	29	45	6,0
ZA	110N	193,7	9500	1650	1	981	30	45	8,0
ZA	115P	193,7	9500	1650	1	883	27	40	9,0
ZB	150N	193,7	12000	2400	1	1275	27	40	9,0
ZB	165P	193,7	12000	2400	1	1177	25	35	10,0
ZBC	180N	193,7	15000	2950	2	1471	27	37	11,0
ZBR	200N	193,7	16300	3200	2	1569	26	35	12,0
ZBR	215P	193,7	16300	3200	2	1373	23	33	13,0
MO	40N	142,9	4620	525	1	294	17	20	7,5
MAC	140N	142,9	10565	1150	2	392	11	17,5	14,0
MEC	240N	142,9	16510	1750	3	490	7	13	15,0
LO	40N	127	4620	400	1	294	17	20	7,5
LAC	140N	127	10565	875	2	392	11	17,5	14,0
LEC	240N	127	16510	1350	3	490	7	13	15,0
YA	100N	95,2	4620	190	1	49	7	15	6,5
YB	200N	95,2	8300	350	2	78	6,5	12	8,0

Примечание. Первая буква в обозначении типа турбобура — наружный диаметр, вторая — длина, третья — R — удлиненный или C — шпиндельный.

P — с уменьшенным расходом, высокооборотные). Часть типоразмеров турбобуров выполнена в шпиндельном исполнении.

Турбобуры фирмы "Salzgitter" (табл. 7.15) — односекционные для направленного бурения и двухсекционные для вертикального бурения с закреплением ротора на валу от проворота с помощью шпонки — являются устаревшими конструкциями советских турбобуров, выпущенных по лицензии.

Т а б л и ц а 7.15

Технические характеристики турбобуров фирма "Salzgitter

Тип	Число ступеней турбины	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход (вода), л/с	Частота вращения, с^{-1}	Максимальный вращающий момент, Н·м	Максимальный перепад давлений, МПа
Для направленного бурения								
6 ⁵ / ₈ "	116	168	8371	1092	25	15,53	865	4,8
7 ¹ / ₂ "	115	190	8565	1320	30	11,87	1242	4,7
8"	100	203	8900	1600	45	12,83	1995	6,2
9"	120	228	9025	1935	55	12,87	3548	7,7
10"	100	254	8925	2365	65	13,17	4799	9,7
Для вертикального бурения								
5"	240	127	13795	1006	17	14,67	543	9,6
6 ⁵ / ₈ "	226	168	15240	2035	25	13,53	1686	9,4
7 ¹ / ₂ "	241	190	15872	2521	30	11,87	2583	9,8
8"	197	203	15890	3145	38	10,25	2810	8,8
9"	215	228	14825	3873	45	10,53	4246	9,5
10"	200	254	15900	4336	45	9,17	4601	9,3

Регулирование характеристики турбобура

Как было показано выше, турбины турбобуров при прокачивании через их лопаточный аппарат постоянного расхода жидкости развивают крутящий момент, прямо пропорциональный частоте вращения ротора. Эта зависимость для всех типов турбин описывается известным уравнением Эйлера (7.1), из которого вытекает связь крутящего момента на турбине с частотой вращения ее ротора (на экстремальном режиме). Поскольку при заданном значении расхода бурового раствора и ограниченном числе ступеней (как правило, 300–330) турбина должна обеспечивать определенный тормозной крутящий момент, необходимый для устойчивой работы турбобура; частота вращения вала при холостом режиме также не может быть ниже вполне определенной величины. Расчеты показывают, что при $Q = 30 \text{ л/с}$, $M_r = 4000 \text{ Н·м}$, $z = 300$ значение n_x не может быть ниже 18 с^{-1} .

С целью снижения частоты вращения вала турбобура, в первую очередь на холостом режиме, при сохранении прежних значений крутящего момента, т.е. для увеличения отношения M_r/n_x , применяют различные способы регулирования

характеристики турбобура. Рассмотрим основные из них, которые используются в опытных конструкциях турбобуров.

Клапанное регулирование. Наиболее эффективное регулирование характеристики турбобура, т.е. максимальное снижение n при том же значении M , достигается при регулировании расхода жидкости, протекающей через лопатки турбин, с помощью клапанного устройства. При этом в зависимости от схемы забойного двигателя клапан устанавливается в бурильных трубах (при обычном турбобуре) или в полове вала турбобура. Последний вариант представляется наиболее целесообразным, так как часть бурового раствора при этом не сбрасывается в кольцевое пространство скважины над турбобуром, а суммируясь с основным потоком, поступает непосредственно на долото.

Клапанное регулирование применяется только при использовании турбины с уменьшающимся к тормозному режиму перепадом давления. При этом открытие клапана осуществляется автоматически, за счет изменения перепада давления на трубине, в зависимости от режима работы. На тормозном режиме клапан полностью закрыт и вся жидкость поступает на лопатки турбины. По мере разгона турбобура перепад давления увеличивается и через клапан сбрасывается все больше жидкости. Максимальное открытие клапана соответствует холостому режиму работы турбобура.

Клапанное регулирование позволяет получить нелинейную, прогнутую к началу (в $M - n$ координатах) моментную характеристику, что имеет большое практическое значение, так как при этом уменьшается минимально устойчивая частота вращения вала турбобура.

Частоту вращения на холостом режиме можно определить по формуле

$$n'_x = n_x / \sqrt{\alpha}, \quad (7.7)$$

где n_x — частота вращения вала турбобура без клапана на холостом режиме.

Как видно из формулы (7.7), возможность максимального снижения n определяется значением α , которое для реальных турбин с уменьшающимся к тормозному режиму перепадом давления, например для А7НЧС, составляет 1,95.

Регулирование с помощью ступеней гидродинамического торможения. С целью снижения частоты вращения вала турбобура на холостом режиме применяют ступени гидродина-

мического торможения (ГТ). Ступени ГТ представляют собой плоскую решетку, профили статора и ротора которой наклонены к плоскости, перпендикулярной оси вала турбобура под одним углом. При вращении такой решетки в среде потока бурового раствора на роторе ступени ГТ возникает крутящий момент, пропорциональный частоте вращения и направленный в сторону, противоположную движению вала. Важной особенностью гидродинамического торможения является то, что при $n = 0$ крутящий момент на ступенях ГТ не возникает и, следовательно, тормозной момент турбины не уменьшается.

Результирующая частота вращения вала турбобура определяется по формуле

$$n_1 = n / (1 + \varphi \frac{z_1}{z}), \quad (7.8)$$

где n_1 , n — частота вращения вала турбобура соответственно при использовании ступеней ГТ и без ступеней ГТ; z_1 , z — число ступеней соответственно ГТ и турбины; φ — коэффициент, определяющий эффективность гидротормоза, $\varphi = 0,9 \div 1,25$.

Для современных конструкций плоских гидродинамических решеток торможения коэффициент $\varphi = 0,9 \div 1,0$.

Перепад давления на ступенях гидроторможения практически не зависит от режима работы турбобура и определяется по эмпирической формуле

$$p = \xi Q^2 \rho z, \quad (7.9)$$

где p — перепад давления, МПа; ξ — коэффициент гидравлического сопротивления одной ступени гидроторможения. Q — расход бурового раствора, м³/с; ρ — плотность бурового раствора, кг/см³; z — число ступеней гидротормоза.

Для турбобуров диаметрами 240 и 195 мм, значение ξ составляет 0,003 и 0,0065 соответственно.

Регулирование путем сочетания турбин разного типа. Этот способ заключается в сборке на одном валу турбобура разнотипных турбин, работающих при одинаковом расходе бурового раствора. Его следует применять в случае, когда в наличии имеются два типа турбин и более, каждый из которых в отдельности не удовлетворяет требованиям технологии бурения.

Следует отметить, что применение комбинации двух (и более) типов турбин, либо турбины и гидротормоза, собран-

ных на одном валу, энергетически менее выгодно, чем использование одного (оптимального) типа турбины при том же числе ступеней, так как в каждом конкретном случае перепад давления на турбине оптимального типа будет ниже, чем такой же, получающийся при сочетании турбин двух типов и более. Однако такую турбину для каждого конкретного случая бурения нужно специально спроектировать и изготовить. А наличие, например, двух типов турбин — тихоходной и быстроходной, либо турбины и гидротормоза позволяет оперативно получать вполне приемлемую характеристику турбобура и в случае необходимости изменять ее.

Так как характеристики турбин разные, то суммарный крутящий момент турбобура образуется в результате сложения моментов, развиваемых каждым типом турбин:

$$M_{\Sigma} = \sum M_i, \quad (7.10)$$

где M_i — крутящий момент, развиваемый турбиной i -го типа.

Суммарный перепад давления

$$p_{\Sigma} = \sum p_i, \quad (7.11)$$

где p_i — перепад давления на турбине i -го типа.

Результирующая частота вращения на холостом режиме определяется из выражения

$$n_{\Sigma} = \frac{\sum M_i z_i}{\sum \frac{M_{\text{т}i} z_i}{n_{\text{х}i}}}; \quad (7.12)$$

где n_{Σ} — результирующая частота вращения вала турбобура на холостом режиме; $M_{\text{т}i}$ — тормозной момент турбины i -го типа; $n_{\text{х}i}$ — частота вращения турбины i -го типа на холостом режиме.

В частности, если используются два типа турбин, то параметры результирующей энергетической характеристики определяются по формулам:

тормозной момент

$$M_{\Sigma} = M_{\text{т}1} z_1 + M_{\text{т}2} z_2; \quad (7.13)$$

перепад давления

$$p_{\Sigma} = p_1 z_1 + p_2 z_2; \quad (7.14)$$

частота вращения на холостом режиме

$$n_{\Sigma} = \frac{M_{T1}z_1 + M_{T2}z_2}{\frac{M_{T1}}{n_{x1}}z_1 + \frac{M_{T2}}{n_{x2}}z_2}, \quad (7.15)$$

где M_{T1} , p_1 , n_{x1} , z_1 — соответственно тормозной момент одной ступени, перепад давления на одной ступени, частота вращения на холостом режиме, число ступеней турбины 1-го типа соответственно; M_{T2} , p_2 , n_{x2} , z_2 — то же, для турбины 2-го типа.

Регулирование с помощью перетоков жидкости в турбине. Исследованиями установлено, что при увеличении радиального зазора между ротором и статором турбины с уменьшающимся к тормозному режиму перепадом давления в отличие от турбин нормального типа возрастает прогиб линии моментов. Это объясняется тем, что зазор выполняет функцию нерегулируемого гидросопротивления, а рабочий поток жидкости через турбину разделяется на два, один из которых поступает на лопатки турбины, а другой — в зазор. В результате изменения перепада давления на лопатках, который определяется режимом работы турбин, соотношение между двумя потоками меняется. Это явление было использовано при разработке новых турбин высокоциркулятивного типа с увеличенным радиальным зазором. Эти турбины, имеющие шифр А7ПЗ, имеют нелинейную моментную характеристику. Отношение M_t/n_x у них в 1,35 раза выше, чем у обычных турбин. Кроме того, как уже отмечалось, прогиб линии моментов позволяет снизить минимально устойчивую частоту вращения.

Эффективность применения ступеней ГТ с такими турбинами значительно возрастает, что также объясняется наличием прогиба у линии момента этой турбины.

Проектирование характеристики турбобура

Для эффективного применения турбобура необходимо правильно спроектировать его энергетическую характеристику. При этом следует руководствоваться следующими общими положениями.

1. Надежный контроль за режимом работы турбобура в процессе бурения возможен при режиме, когда механическая скорость проходки максимальная. Как правило, этот режим совпадает с экстремальным режимом работы турбобура или

располагается в непосредственной близости в правой зоне кривой мощности. Таким образом, все расчеты характеристики турбобура имеет смысл вести для экстремального режима работы или режимов, близких к нему.

2. Следует помнить, что при недоиспользовании крутящего момента турбобура долота отрабатываются на излишне высоких частотах вращения. Это приводит к недобору проходки за рейс долота, и поэтому запас крутящего момента не должен быть излишне большим.

3. При турбинном бурении гидравлическая мощность, которую можно сработать в гидромониторных насадках долота, всегда намного меньше той, которую можно использовать при роторном способе бурения. Поэтому турбинное бурение предпочтительнее применять в разрезах, сложенных достаточно крепкими породами.

При бурении в мягких и пластичных породах необходимо в первую очередь думать об очистке вооружения долота, что обеспечивается правильным и несимметричным расположением промывочных каналов долота. Вполне удовлетворительная очистка вооружения шарошек достигается при сработке в долоте перепада давления 5 МПа.

4. При турбинном бурении целесообразно использовать осевые нагрузки на долото, составляющие 60—80 % тех, которые имеют место при роторном способе бурения аналогичных разрезов.

5. Использование одной и той же энергетической характеристики турбобура в разных по буримости разрезах, например в кварцитах и мягких глинистых сланцах, заведомо ставит турбинный способ бурения в невыгодные условия. Поэтому тип сборки турбобура в каждом конкретном случае должен соответствовать физико-механическим свойствам проходимых пород, гидравлической программе бурения и возможностям применяемого бурового оборудования. Формирование необходимой характеристики осуществляется за счет использования различного соотношения турбин и решеток ГТ.

Проектирование характеристики турбобура следует начинать с определения так называемого удельного крутящего момента на долоте m , выражающего функциональную связь между осевой нагрузкой на долото и крутящим моментом, необходимым для вращения долота:

$$m = M/G; \quad (7.16)$$

где m — удельный момент, м; M — крутящий момент, Н·м; G — осевая нагрузка на долото, Н.

Удельные моменты для различных районов бурения и типоразмеров долот определены в результате испытаний турбо- и электробуров и приводятся во многих источниках.

После определения m находят требуемый крутящий момент турбобура на экстремальном режиме:

$$M = mG. \quad (7.17)$$

При этом нагрузка на долото G выбирается исходя из типоразмера долота, физико-механических свойств разбуриваемых пород и других факторов.

Зная величину M , можно определить тормозной момент турбобура:

$$M_{\text{т}} = 2M. \quad (7.18)$$

Расход бурового раствора определяется исходя из возможностей насосной группы буровой установки и имеющегося бурильного инструмента. На рис. 7.8 показаны совмещенные характеристики бурового насоса (кривая 1) и гидравлического тракта манифольда — бурильная колонна с долотом — скважина (кривая 2) без учета турбобура. Гидравлическая характеристика насоса строится по паспортным данным, а для манифольда, бурильной колонны, долота и кольцевого пространства скважины определяется расчетным путем или экспериментально.

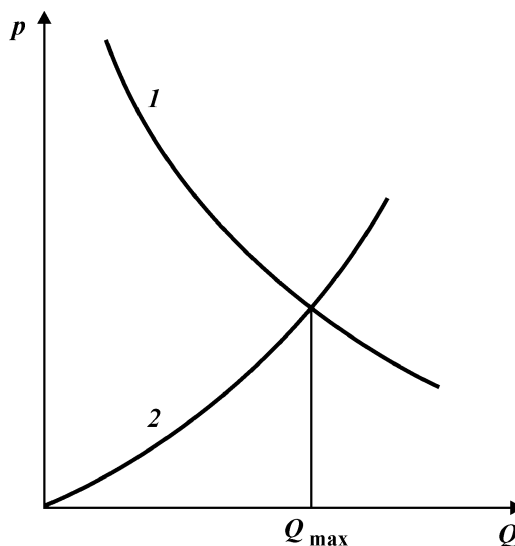


Рис. 7.8. Совмещенные гидравлические характеристики

Точка пересечения кривых 1 и 2 определяет предельные возможности данного бурового насоса. Расход бурового раствора $Q_{\max}$, соответствующий этой точке, является предельным (не оптимальным) при бурении данной скважины роторным способом. Для создания необходимой эффективной характеристики турбобура рекомендуется использовать значения расхода Q , составляющие 60–80 % $Q_{\max}$. Выбранное значение Q в большинстве случаев не должно превышать 0,07 л/с на 1 см² площади забоя скважины.

Если в распоряжении проектировщика не имеется специальных типов турбин, то они выбираются из серийных, выпускаемых машиностроительными заводами. Пересчет параметров характеристики турбобура со стендовых данных производится по формулам (7.6).

При практических расчетах допускается не учитывать потери крутящего момента турбобура в шпинделе и радиальных опорах секций, так как серийный турбобур обычно работает в зоне, близкой к разгрузке осевой опоры, где эти потери не очень значительны.

Потери давления в проточных каналах турбобура (без учета турбины) при расходе воды 20 л/с приведены ниже.

Диаметр турбобура, мм.....	164; 172	195	240
Потери давления, МПа.....	0,7	0,4	0,2

Работа турбобура считается устойчивой до тех пор, пока обеспечивается как минимум двойной запас тормозного момента по сравнению с рабочим, хотя этот вопрос изучен в недостаточной степени. Регулирование рабочей частоты вращения осуществляется изложенными выше способами. Расчеты ведутся по формулам (7.1) – (7.15).

Конечная цель расчетов заключается в определении числа ступеней турбины и ступеней ГТ (если это необходимо), обеспечивающих необходимые значения крутящего момента и частоты вращения при заданных расходах и плотности бурового раствора. Разумеется, это число должно округляться для того, чтобы соответствовать целому количеству турбинных секций.

Расчет характеристики турбобура целесообразно вести для нескольких вариантов использования имеющихся турбин и ступеней ГТ. Затем выбирается тот вариант, который обеспечивает заданные параметры характеристики при меньшем перепаде давления на турбобуре, или тот, который дает возможность обходиться меньшим числом турбинных секций.

Испытания турбобуров

Испытания турбобуров в зависимости от поставленных целей можно разделить на три последовательно проводимых этапа:

I — стендовые испытания небольшого комплекта турбин (не более шести ступеней);

II — стендовые испытания турбобуров;

III — промышленные испытания турбобуров.

Первый этап проводят на специализированных лабораторных стендах в течение 2–3 дней в целях проверки энергетических характеристик турбин. В качестве бурового раствора, как правило, используют техническую воду. Лопастные аппараты турбин могут быть выполнены как из алюминиевых сплавов, так и из сталей.

Второй этап проводят в целях проверки выходной энергетической характеристики турбобура на стендах в условиях эксплуатации, приближенных к реальным. В качестве бурового раствора можно применять глинистый раствор.

Третий этап проводится в целях определения технико-экономических показателей и проверки показателей надежности.

7.2.2. ВИНТОБУРЫ. БУРЕНИЕ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

История создания винтовых двигателей

Начиная с 40-х годов в б. СССР основным техническим средством для бурения нефтяных и газовых скважин являлись многоступенчатые турбобуры.

Именно широкое распространение турбинного способа бурения обеспечило ускоренное разбуривание нефтегазоносных площадей Урало-Поволжья и Западной Сибири и тем самым позволило получать высокие темпы роста добычи нефти и газа.

Однако с увеличением средних глубин скважин и по мере совершенствования породоразрушающего инструмента и технологии роторного способа бурения в отечественной нефтяной промышленности с каждым годом росла тенденция отставания проходки за рейс долота — показателя, определяющего технико-экономические показатели бурения.

Несмотря на определенные усовершенствования техники и технологии турбинного бурения показатели работы долот на протяжении ряда лет улучшались весьма незначительно. Хотя в 70-е годы началось разбуривание месторождений Западной Сибири, отличающихся благоприятными условиями бурения (мягкие породы, относительно неглубокие скважины), средняя проходка за рейс по эксплуатационному бурению существенно отставала от аналогичного показателя в нефтяной промышленности США в 3–4 раза. Так, в 1981–1982 гг. средняя проходка за долбление в США составила 350 м, в то время как в нашей стране этот показатель не превышал 90 м.

Существенное отставание в проходке за долбление было связано с тем, что в те годы отечественная практика бурения базировалась на высокоскоростном режиме бурения с применением многоступенчатых безредукторных турбобуров, характеристики которых не позволяли получать частоту вращения менее 400–500 об/мин с обеспечением необходимых крутящих моментов и приемлемого уровня давления насосов и, как следствие, эффективно использовать революционные усовершенствования шарошечных долот (с прецизионными маслonaполненными опорами и твердосплавным вооружением).

В связи с этим перед специалистами и организаторами бурения в нашей стране встал вопрос о создании техники для низкооборотного бурения.

Перед отечественной нефтяной промышленностью встала дилемма: либо переходить к роторному бурению, либо создать низкооборотный забойный двигатель.

К этому времени имелись определенные успехи роторного бурения глубоких скважин в ряде районов (Северный Кавказ, Западная Украина и др.). Однако технически, экономически и психологически нефтяная промышленность не была готова к развитию роторного бурения. За многие годы государственной поддержки турбинного бурения существенно отстала от мирового уровня техника роторного бурения: не имелось бурильных труб и буровых установок высокого технического уровня.

Переход на роторный способ бурения в основных регионах страны снизил бы темпы развития отрасли, так как промышленность не располагала необходимыми средствами для строительства новых заводов и эксплуатационных баз или закупки за рубежом новых технологий.

Таким образом определился доминирующий способ буре-

ния на базе низкооборотных забойных двигателей — винтовые двигатели.

Решение проблемы создания забойного гидравлического двигателя с характеристиками, отвечающими требованиям новых конструкции долот, было найдено в переходе от динамических машин, каким являются турбобуры, к объемным.

Первым работоспособным, нашедшим промышленное применение, оказался гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано¹, относящийся к планетарнороторному типу гидромашин.

Работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей (ВЗД) начались практически в США и нашей стране в середине 60-х годов.

Американские специалисты фирмы "Smith Tool" разработали ВЗД (на западе их называют PDM-positive displacement motors) для наклонно направленного бурения как альтернативу турбобурам, а в нашей стране, родине турбинного бурения — как техническое средство для привода низкооборотных долот.

Многолетние поисковые научно-исследовательские работы во ВНИИБТ по совершенствованию забойных гидравлических двигателей привели в 1966 г. к появлению предложенного М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д. Деркачем, Ю.В. Захаровым и В.Н. Меньшениным нового типа ВЗД, рабочие органы которого впервые в мировой практике выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма, выполняющего функцию планетарного редуктора.

В последующие годы во ВНИИБТ и его Пермском филиале Д.Ф. Балденко, Ю.В. Вадецким, М.Т. Гусманом, Ю.В. Захаровым, А.М. Кочневым, С.С. Никомаровым и другими исследователями были созданы основы теории рабочего процесса, конструирования и технологии изготовления, разработана технология бурения винтовыми двигателями.

В результате многолетнего опыта бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (турбобуров и ВЗД) сложился комплекс технических требований к современному забойному двигателю.

1. Характеристики двигателя должны обеспечивать: высокий уровень крутящего момента (3 кН·м и более для долот диаметрами 215—243 мм); частоту вращения выходного вала в диапазоне 100—200 и

¹R. Moineau (1887—1948) — французский инженер, изобретатель одновинтовых гидравлических и пневматических машин.

500—800 об/мин соответственно для шарошечных и алмазных долот;

высокий КПД двигателя для эффективного использования гидравлической мощности насосов;

пропорциональную зависимость между расходом бурового раствора и частотой вращения, а также между крутящим моментом и перепадом давления с целью эффективного управления режимом бурения.

2. Рабочие органы и другие узлы двигателя должны быть выполнены в износо- и термостойком исполнении, обеспечивающем использование бурового раствора любой плотности и вязкости, в том числе с содержанием тампонирующих материалов.

3. Конструктивная компоновка двигателя и проектные запасы прочности его узлов должны обеспечивать:

стойкость двигателя, достаточную для стабильной работы с современными шарошечными и алмазными долотами;

возможность искривления корпуса двигателя при наклонно направленном бурении;

возможность установки на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

4. Диаметральные и осевые размеры двигателя должны обеспечивать:

проведение буровых работ долотами различного диаметра, включая малогабаритные;

эффективную проводку наклонно направленных и горизонтальных скважин;

использование стандартного ловильного инструмента.

Анализ конструкций и характеристик забойных гидравлических двигателей различного типа показывает, что ни один из них не отвечает в полной мере всем перечисленным требованиям; в большей степени указанным требованиям соответствуют ВЗД с многозаходными винтами.

Принцип действия ВЗД

Винтовые двигатели относятся к объемным роторным гидравлическим машинам.

Согласно общей теории винтовых роторных гидравлических машин элементами рабочих органов (РО) являются:

1) статор двигателя с полостями, примыкающими по концам к камерам высокого и низкого давления;

Рис. 7.9. Упрощенная схема двигателя:

1 — корпус; 2 — ротор; 3 — вал; 4, 5 — осевой и радиальный подшипники; 6 — долото

2) ротор-винт, носящий название ведущего, через который крутящий момент передается исполнительному механизму;

3) замыкатели-винты, носящие название ведомых, назначение которых уплотнять двигатель, т.е. препятствовать перетеканию жидкости из камеры высокого давления в камеру низкого давления.

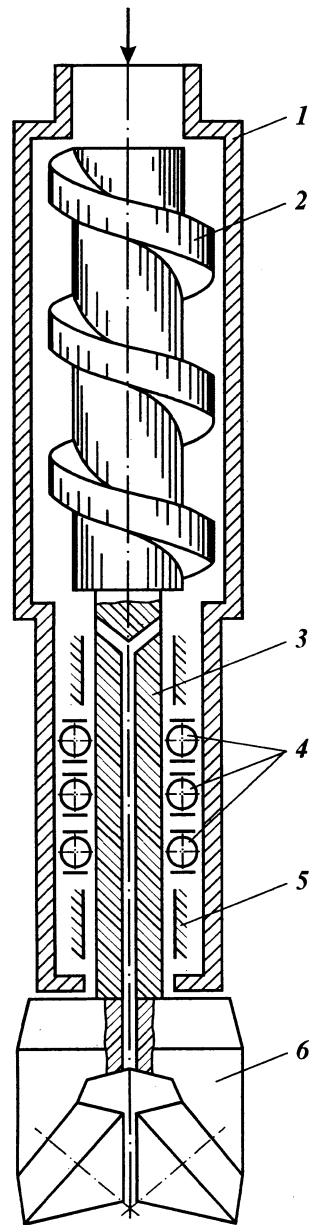
В одновинтовых гидромашинах используются механизмы, в которых замыкатель образуется лишь двумя деталями, находящимися в постоянном взаимодействии, — статором и ротором.

Упрощенная схема двигателя показана на рис. 7.9.

При циркуляции жидкости через РО в результате действия перепада давления на роторе двигателя создается крутящий момент, причем винтовые поверхности РО, взаимно замыкаясь, разобщают области высокого и низкого давления. Следовательно, по принципу действия винтовые двигатели аналогично поршневым, у которых имеется винтообразный поршень, непрерывно перемещающийся в цилиндре вдоль оси двигателя.

Для создания в РО двигателя полостей, теоретически разобщенных от областей высокого и низкого давления (шлюзов), необходимо и достаточно выполнение четырех условий (рис. 7.10):

1) число зубьев z_1 наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев z_2 внутреннего элемента (ротора):



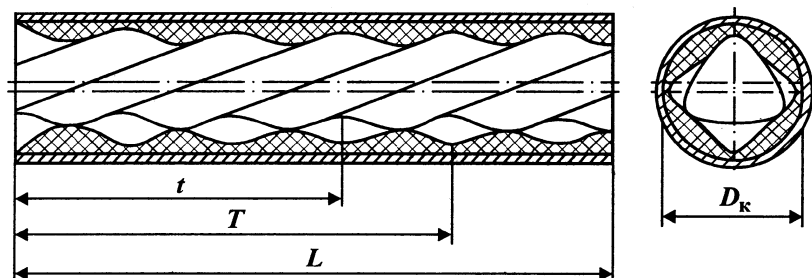


Рис. 7.10. Рабочие органы ВЗД на продольном и поперечном разрезах

$$z_1 = z_2 + 1;$$

2) отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора) T и внутреннего элемента (ротора) t должно быть пропорционально отношению числа зубьев: $T/t = z_1/z_2$;

3) длина рабочего органа L должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента: $L \geq T$;

4) профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимоогибоемы и находиться в непрерывном контакте между собой в любой фазе движения.

Отличительным параметром ВЗД, во многом определяющим его выходные характеристики, является число зубьев РО, называемое кинематическим отношением i :

$$i = z_2 : z_1.$$

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения РО, равна числу заходов внутреннего элемента z и определяет рабочий объем ВЗД:

$$V = z_2 ST,$$

где S — площадь живого сечения РО.

Кратность действия является основным параметром ВЗД, что наглядно иллюстрируется теоретическими кривыми (рис. 7.11), полученными во ВНИИБТ в 1972 г. и в дальнейшем повсеместно используемыми при обосновании выбора рабочего органа ВЗД.

Отечественные ВЗД имеют многозаходные РО. Зарубежные компании производят двигатели как с однозаходным ротором, так и с многозаходными РО.

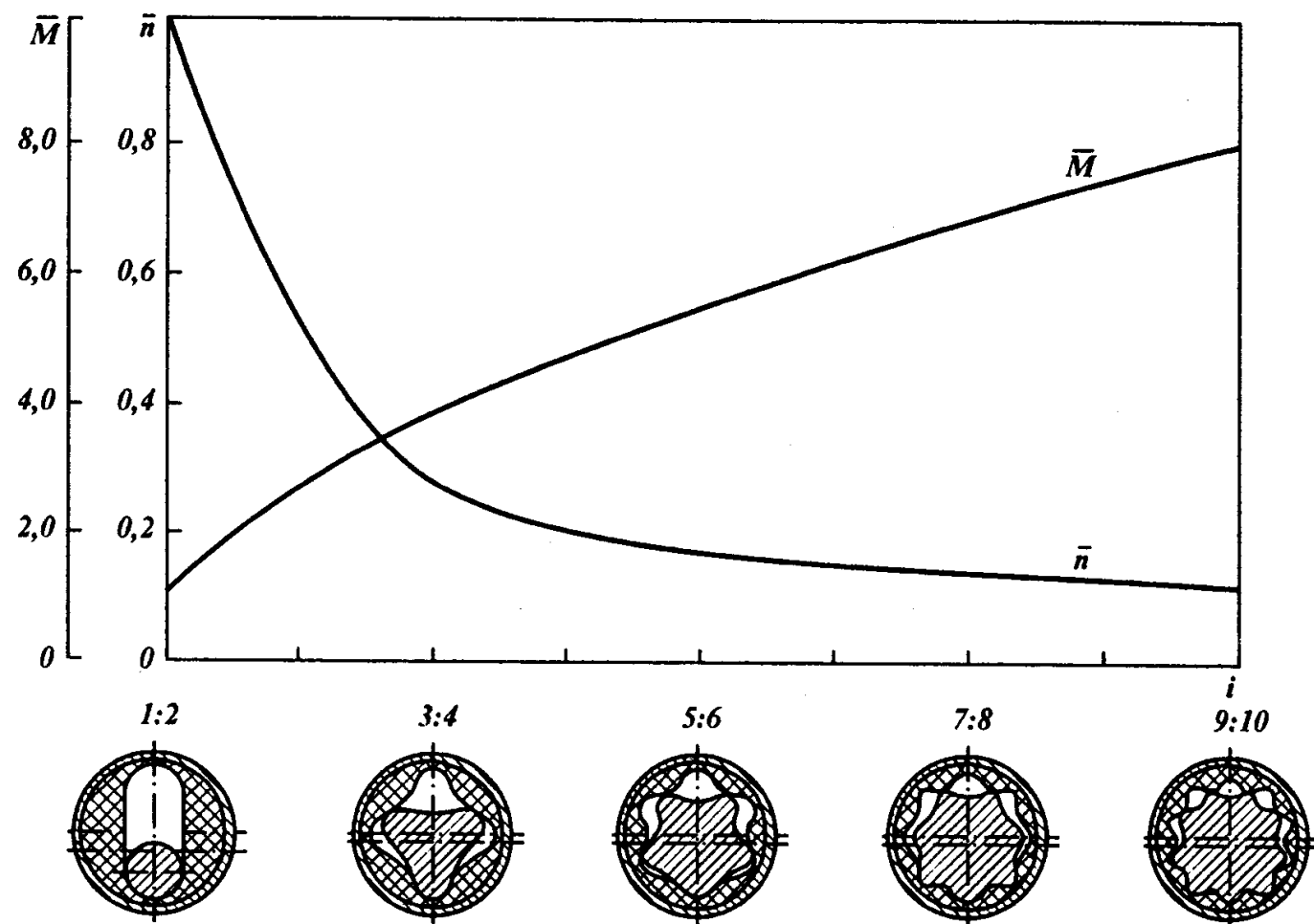


Рис. 7.11. Зависимость момента и частоты вращения ВЗД от кинематического отношения рабочих элементов

Основные типы и размеры ВЗД

По состоянию на 1 января 1999 г. в России в серийном и опытном производстве находилось 32 типоразмера ВЗД, которые выпускались пятью машиностроительными заводами.

Двигатели универсального применения. Отечественные двигатели этой модификации охватывают диапазон наружных диаметров от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот диаметром 139,7 – 295,3 мм (табл. 7.16).

Отечественные двигатели создавались на основе многолетнего опыта конструирования турбобуров, и в них использовались апробированные конструкции опорных узлов шпиндельной секции, резьбовых соединений, элементов соединения валов и др.

В то же время специфические узлы и детали двигателей (РО, соединение ротора и выходного вала, переливной клапан) не имеют аналогов и разрабатывались по результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований.

Выпускаемые в России и за рубежом ВЗД выполняются по единой схеме и имеют неподвижный статор и планетарно-вращающийся ротор.

На рис. 7.12 показано устройство двигателя модели ДЗ-172 в продольном и поперечном разрезах. Это типичная конструкция двигателя. Двигатель состоит из двух секций: силовой и шпиндельной.

Корпусные детали секций соединяются между собой замковыми резьбами, а валы — с помощью конусных, конусно-шлицевых или резьбовых соединений. Третий узел двигателя — переливной клапан, как правило, размещается в авто-

Т а б л и ц а 7.16

Винтовые забойные двигатели для бурения скважин и капитального ремонта (второе поколение двигателей – 80-е годы)

Обозначение двигателя	Диаметр, мм	Длина, мм	Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, с ⁻¹	Перепад давления, МПа
Д1-54	54	1890	222	2	1,0–2,5	70–110	3,0–7,5	4,5–5,5
Д1-88	88	3225	390	2	4,5–7,0	800–950	2,7–5,0	5,8–7,0
Д1-127	127	5800	650	2	15–20	2200–3000	3,3–4,3	5,5–8,5
ДЗ-172	172	6880	850	2	25–35	3100–3700	1,3–1,8	3,9–4,9
Д2-195	195	6550	850	2	25–35	3100–3700	1,3–1,8	3,9–4,9
Д1-240	240	7570	880	3	30–50	10000–14000	1,2–2,2	6,0–8,0

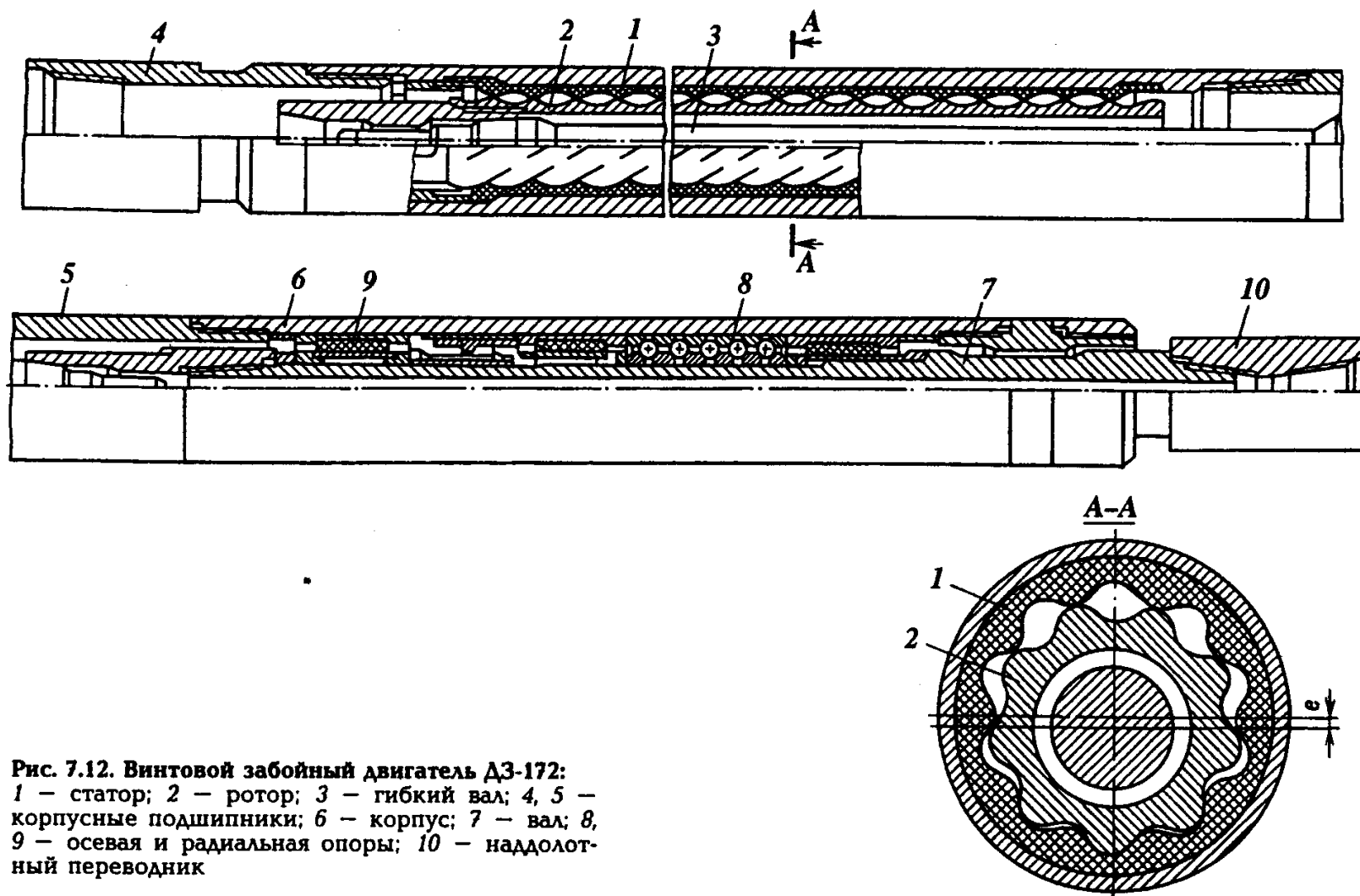


Рис. 7.12. Винтовой забойный двигатель ДЗ-172:
 1 — статор; 2 — ротор; 3 — гибкий вал; 4, 5 — корпусные подшипники; 6 — корпус; 7 — вал; 8, 9 — осевая и радиальная опоры; 10 — наддолотный переводник

номном переводнике непосредственно над двигателем или между трубами бурильной колонны.

Силовая секция включает в себя статор 1, ротор 2, соединение ротора и выходного вала 3 и корпусные переводники 4 и 5.

Шпиндельная секция состоит из корпуса 6, вала 7 с осевыми 8 и радиальными 9 опорами, наддолотного переводника 10.

Двигатели для наклонно направленного и горизонтального бурения. Эта серия представлена двигателями с наружными диаметрами от 60 до 172 мм и предназначена для бурения наклонно направленных (с большой интенсивностью искривления) и горизонтальных скважин.

Обладая конструктивными особенностями и рациональным критерием эффективности M/n , двигатели этой серии в отличие от турбобуров эффективно используются в различных технологиях наклонно направленного и горизонтального бурения, в том числе при зарезке и бурении вторых (дополнительных) стволов через окно в эксплуатационной колонне.

При использовании ВЗД в горизонтальном бурении реализуются их преимущества по сравнению с турбобурами, в частности меньшая зависимость от диаметра, а также повышенный удельный момент двигателя. Это позволяет сконструировать силовую секцию длиной 1–2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

В результате проведенных в 90-х годах НИОКР ВНИИБТ создана новая серия забойных двигателей типа ДГ диаметром 60–172 мм (табл. 7.17) для проводки новых горизонтальных скважин и бурения дополнительных стволов.

При проектировании этой серии двигателей использовался 25-летний опыт конструирования ВЗД общего назначения и в то же время учитывались требования технологии горизонтального бурения.

Основные особенности двигателей серии ДГ:

уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секции, причем силовая секция, как правило, выполняется двухшаговой, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс РО;

уменьшенный наружный диаметр (108 мм против 120 мм; 155 мм против 172 мм), что при сохранении оптимальных характеристик ВЗД обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе

скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

многообразие механизмов искривления корпуса (жесткий искривленный, регулируемый переводники, корпусные шарниры с одной или двумя степенями свободы), что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большими углами перекоса.

Технические характеристики серии ДГ представлены в табл. 7.17.

Двигатели для ремонта скважин. Двигатели, применяемые в ремонте нефтяных и газовых скважин, выпускаются под шифром Д с наружным диаметром 108 мм и менее (см. табл. 7.17).

Диапазон наружных диаметров, конструкции двигателей, а также их характеристики позволяют использовать эти машины для всевозможных буровых работ, встречающихся в ремонте скважин.

ВЗД используются при разбурировании цементных мостов, песчаных и гидратных пробок, фрезеровании труб, кабелей электропогружных насосов и прочих предметов. Эти двига-

Т а б л и ц а 7.17

**Винтовые забойные двигатели для бурения скважин
дополнительных стволов и капитального ремонта (новая серия –
разработки 90-х годов)**

Обозначение двигателя	Диаметр, мм	Общая длина, мм	Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, с ⁻¹	Перепад давления, МПа
Д48	48	1850	200	3	0,5–1,5	60–80	4,1–6,7	4,0–5,0
ДГ60	60	2550	225	3	1–2	70–100	3,0–6,0	4,5–5,5
Д95	95	2855	630	2	6–10	600–900	2,0–3,3	4,5–6,0
Д295	95	3580	630	3	6–10	800–1200	2,0–3,3	6,0–9,0
Д595	95	3580	945	2	6–10	900–1400	1,3–2,2	4,5–6,0
ДГ95	95	2680	630	2	6–10	600–900	2,0–3,3	4,5–6,0
Д108	108	2930	640	2	6–12	800–1300	1,3–2,5	3,5–5,5
Д2108	108	3690	640	3	6–12	1200–1800	1,3–2,5	5,0–7,5
Д5108	108	3690	880	2	6–12	1300–1900	0,8–1,6	3,5–5,5
ДГ108	108	2600	640	2	6–12	800–1300	1,3–2,5	3,5–5,5
ДК-108-I	108	5000	975	1,5	3–6	2000–2700	0,3–0,65	5,5–7,5
ДК-108-II	108	3000	640	2	6–12	800–1300	1,3–2,5	3,5–5,5
ДК-108-III	108	3000	625	2	6–12	500–800	1,9–3,8	3,0–5,0
ДГ155	155	4330	680	3	24–30	3500–4000	2,2–2,7	6,5–7,5

тели могут производить бурение как внутри насосно-компрессорных труб, так и внутри эксплуатационной колонны.

При проведении капитального ремонта внутри колонн может использоваться также двигатель Д1-127.

По своей конструкции ВЗД для ремонта скважин принципиально не отличаются от двигателей общего назначения.

Наибольший интерес представляет многофункциональный двигатель ДК-108, разработанный ВНИИБТ по заказу ОАО "Газпром".

Особенность созданного двигателя — широкий диапазон его энергетических параметров, обеспечивающийся наличием в его комплекте трех модификаций рабочих органов с различными рабочими объемами, что позволяет использовать эти машины для самых разнообразных видов ремонтно-восстановительных работ при капитальном ремонте скважин.

Элементы конструкций двигателей и их компоновок

Несмотря на многообразие типоразмеров винтовых двигателей их рабочие органы имеют общие особенности:

РО выполняются по одной кинематической схеме: неподвижный статор и находящийся внутри него планетарно движущийся ротор;

направление винтовой поверхности РО — левое, что обеспечивает заворачивание реактивным моментом корпусных резьб ВЗД и резьб бурильных труб;

в зависимости от заданных характеристик двигателя РО выполняются как с однозаходным, так и многозаходным роторами;

роторы изготавливаются из нержавеющей или легированной стали с износостойким покрытием, а обкладка статора — из эластомера (преимущественно резины), обладающего сопротивляемостью абразивному изнашиванию и работоспособностью в среде бурового раствора.

В отечественных двигателях первого поколения (Д1-172, Д2-172, Д2-172 м), выпускаемых в 70-х годах, РО имели незначительную длину, не превышающую 1—1,5 шага винтовой поверхности статора.

В двигателях второго поколения, выпускаемых с начала 80-х годов, длина РО составляет 2—3 шага статора.

Наиболее перспективна монолитная конструкция РО, обеспечивающая простоту и малодетальность машин.

Рабочие органы ВЗД комплектуются с натягом. Величина натяга зависит от диаметральных и осевых размеров РО, свойств промывочной жидкости и материала обкладки статора и оказывает существенное влияние на характеристики и долговечность двигателя.

Все отечественные винтовые двигатели, начиная с первых образцов, выпускаются в шпиндельном исполнении.

Под термином “ш п и н д е л ь” подразумевается автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками.

В большинстве случаев шпиндель может быть отсоединен без демонтажа силовой секции, при необходимости и на буровой.

Шпиндели отечественных ВЗД выполняются немаслонаполненными. Все узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. Отказ от использования маслонаполненных и герметизированных шпинделей объясняется как традиционным подходом конструирования забойных двигателей, так и практической целесообразностью иметь гидромашину, обладающую примерно равным ресурсом отдельных узлов.

Шпиндель — один из главных узлов двигателя. Он передает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в РО, а также радиальные нагрузки от долот и шарнирного соединения (гибкого вала).

В ряде случаев при использовании породоразрушающих инструментов с насадками (гидромониторное бурение) шпиндель должен выполнять функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках долота.

Наиболее распространенная конструкция шпинделя включает монолитный полый вал, соединенный посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части — с шарниром.

Для восприятия осевых нагрузок используются как радиально-упорные, так и упорные подшипники. Подшипники выполняются многорядными и сохраняют свою работоспособность при выработке зазора (люфта) до 5—7 мм.

В отечественных двигателях применяются радиально-упорные подшипники качения:

с коническими дорожками качения (серия 128700), исполь-

зующие в двигателях с наружными диаметрами 105, 108, 195 и 240 мм;

с тороидными дорожками качения (серия 296000), используемые в двигателях с наружными диаметрами 85, 88 и 127 мм;

с тороидными дорожками качения и резиновым компенсатором типа ШШО (серия 538900), используемые в некоторых модификациях двигателей диаметром 172 мм;

с комбинированными дорожками качения, используемые в двигателях Д-48, Д1-54, ДГ-95, ДГ-108 (для увеличения нагрузочной способности при одновременном упрощении конструкции тороидные дорожки для шаров этих опор расположены непосредственно на валу).

Детали подшипников качения выполняются из специальной подшипниковой стали 55СМА или 55СМА5ФА (ТУ 14-1-3189–81) с пределом текучести 1100 МПа и ударной вязкостью $\alpha = 800$ кДж/м². Твердость колец, контактирующих с шарами — 45–47 HRC, а шаров — 58–62 HRC.

В некоторых моделях ВЗД используются непроточные многорядные подшипники скольжения (подпятник — диск). Выбор типа осевых подшипников зависит от условий эксплуатации ВЗД.

Многолетние стендовые и промышленные испытания подтвердили преимущества упорных подшипников скольжения при эксплуатации двигателей в абразивной среде и при высоких нагрузках. Недостаток подшипников скольжения — повышенные механические потери, особенно при невысоких частотах вращения.

В подпятниках используется резина марки ИРП-1226, а рабочие поверхности контактирующих с ними дисков выполняются из цементируемой стали, закаленной до твердости 45–48 HRC.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представлены парой трения скольжения резина — металл. Неподвижный элемент выполняется в виде резинометаллической детали, на рабочей эластичной поверхности которой выполнены профильные канавки. Ответная деталь — металлическая, ее рабочая поверхность подвержена упрочнению.

В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения радиальные подшипники выполняются в виде пары трения металл — металл. Однако из-за повышенных радиальных нагрузок, присущих ВЗД этого класса (вследствие действия отклоняющей силы на долоте), данный узел является

одним из самых недолговечных, определяющих межремонтный период двигателя в целом.

Соединение ротора ВЗД и вала шпинделя представляет собой один из основных узлов двигателя, определяющих долговечность и надежность гидромашины в целом.

Механизм, соединяющий планетарно движущийся ротор с концентрично вращающимся валом, работает в тяжелых условиях. Помимо передачи крутящего момента и осевой силы, этот узел должен воспринимать сложную систему сил в РО, характеризующуюся непостоянной ориентацией ротора.

В отличие от известных в технике соединений, передающих вращение между двумя насосными концентрическими вращающимися валами, рассматриваемое соединение в ВЗД является связующим звеном с ротором, совершающим планетарное движение, причем за один оборот выходного вала ротор z_1 поворачивается вокруг своей оси, соответственно совершая z_1 циклов переменных напряжений.

Это обуславливает повышенные требования к циклической прочности соединения, особенно при использовании многозаходных ВЗД.

Своеобразные условия работы соединения и невозможность использования готового технического решения обусловили многообразие компоновок этого узла. Принципиально могут быть использованы четыре типа соединений на базе:

- деформации одного или нескольких элементов конструкции;

- обеспечения свободы перемещения ротора за счет введения элементов с относительно большим люфтом;

- шарнирных соединений;

- гибкого вала.

Первый и второй типы соединения ввиду существенных удельных нагрузок в ВЗД не нашли применения.

Ш а р н и р н ы е с о е д и н е н и я. Шарнирные соединения ВЗД прошли эволюцию от пальцевых шарниров (аналогичных автомобильным) до специальных конструкций, наиболее приспособленных для передачи динамических осевой нагрузки и крутящего момента.

В первом поколении отечественных ВЗД применялись двухшарнирные соединения зубчатого типа с центральным шаром. Оно использовалось для передачи крутящих моментов до 7000 Н·м при частоте вращения до 200 об/мин. Эксплуатационный износ соединения доходил до 5 мм.

Шарнирные соединения ВЗД работают, как правило, в среде абразивных жидкостей. Поэтому надежная герметиза-

ция шарниров является одним из основных направлений повышения их работоспособности. Проблема герметизации осложняется тем, что полости, которые требуется изолировать, вращаются вокруг смещенных осей в условиях вибрации и значительного гидростатического давления. Поэтому герметизирующие элементы должны быть гибкими и прочными при циклической нагрузке, а устройство для герметизации в целом простым и надежным.

Сначала в шарнирах использовались простейшие резиновые уплотнения, в дальнейшем стали применять уплотнения сильфонного и манжетного типов (рис. 7.13).

Г и б к и е в а л ы. Существенный шаг, оказавший влияние на подходы к конструированию ВЗД в целом, был сделан в середине 70-х годов, когда ВНИИБТ выполнил комплекс научно-исследовательских работ и впервые в практике проектирования ВЗД предложил конструкцию гибкого вала, защищенную патентами.

К началу 90-х годов в большинстве типоразмеров ВЗД, выпускаемых в России, для соединения ротора и выходного вала применяются гибкие валы. В двигателях с наружным диаметром 88 мм и более гибкий вал размещается в расточке ротора, а в малогабаритных двигателях — ниже ротора.

В большинстве случаев гибкий вал ВЗД представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщенными концами. На концах выполняются присоединительные элементы: гладкий конус или коническая резьба. Иногда гибкий вал выполняется полым со сквозным цилиндрическим каналом для подвода рабочей жидкости высокого давления непосредственно к долоту. Для повышения циклической прочности в месте перехода от заделки к рабочей части вала имеется конус с углом $5-15^\circ$ или галтель.

Типичные конструкции гибких валов приведены на рис. 7.14.

Преимущества использования гибких валов заключаются в простоте конструкции и высокой технологичности, большом сроке службы, соизмеримом с ресурсом корпусных деталей

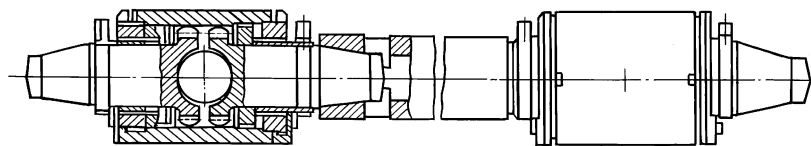


Рис. 7.13. Уплотнения для ВЗД

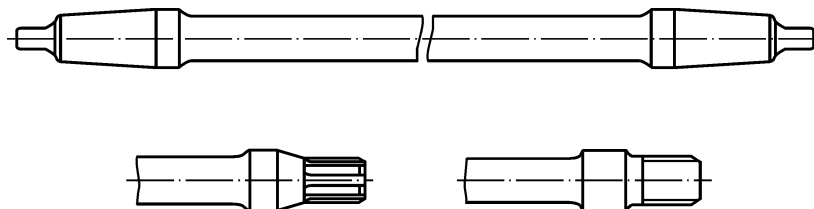


Рис. 7.14. Гибкий вал ВЗД

двигателя, а также в возможности реализации различных компоновок двигателей.

Опыт эксплуатации двигателей в наклонно направленном и горизонтальном бурении выявил недостаточную стойкость гибких валов при углах перегиба секций более $1^{\circ}30'$. В связи с этим в последних конструкциях двигателя типа ДГ стали оснащать шарнирно-торсионными соединениями.

Характеристики ВЗД

Характеристики ВЗД необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержания их в процессе долбления, а также для определения путей дальнейшего совершенствования конструкций ВЗД и технологии бурения с их использованием.

В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашины становится непременным условием; распространением новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД.

Современные программы бурения ведущих зарубежных фирм предусматривают стендовые испытания каждого гидродвигателя с целью получения их фактических характеристик. Несмотря на дополнительные затраты, это позволяет наиболее эффективно использовать ВЗД, в частности, косвенно по давлению на стояке контролировать нагрузку на долото, что в конечном счете приводит к улучшению технико-экономических показателей процесса бурения.

В России стендовые испытания также стали проводить заводы — изготовители двигателей.

В общем случае различают статические и динамические характеристики ВЗД.

Статические характеристики отражают зависимость между переменными гидродвигателя в установившихся режимах.

Динамические характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обуславливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относятся и пусковые характеристики гидродвигателя.

Статические характеристики ВЗД можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендовые характеристики (как функции от крутящего момента) определяются в результате испытаний гидродвигателя. Нагрузочные характеристики (как функции от осевой нагрузки) чаще всего рассчитываются по стендовым для конкретных условий бурения.

Типичные стендовые характеристики винтового двигателя представлены на рис. 7.15. По мере роста момента M перепад давления p увеличивается практически линейно, а частота вращения n снижается вначале незначительно, а при приближении к тормозному режиму — резко. Кривые мощности N и общего КПД η имеют экстремальный характер.

Различают четыре основных режима: холостой ($M = 0$); оптимальный (максимального КПД); экстремальный (максимальной мощности) и тормозной ($n = 0$).

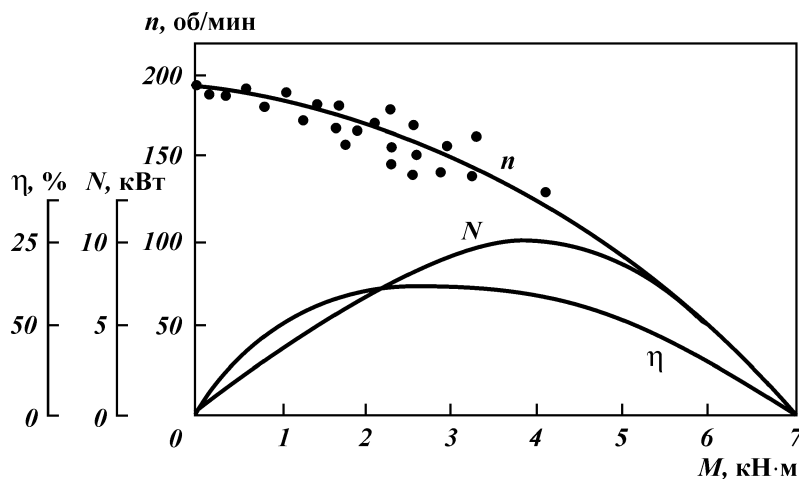


Рис. 7.15. Типовая стендовая характеристика ВЗД (ДГ-155)

Рабочий режим ВЗД принимается соответствующим экстремальному (паспортные данные двигателя приводятся для данного режима) или режиму максимально допустимого перепада давлений (ограниченного объемным КПД или контактными напряжениями в паре). Некоторые фирмы в своих каталогах приводят конкретные значения допускаемого p .

Оптимальный режим смещен влево по отношению к экстремальному, т.е. наступает при меньших значениях крутящего момента. Как правило, экстремальный режим, соответствующий условиям наиболее эффективного разрушения горных пород, расположен рядом с границей зоны устойчивой работы ВЗД, при достижении которой дальнейшее увеличение нагрузки приводит к торможению двигателя.

Влияние различных факторов на характеристики ВЗД

К и н е м а т и ч е с к о е о т н о ш е н и е i .
При заданных расходе жидкости и контурном диаметре кинематическое отношение оказывает определяющее влияние на характеристики ВЗД. Из рис. 7.11 видно, что многозаходные ВЗД обладают повышенным крутящим моментом при низкой частоте вращения, т.е. обладают высоким значением критерия эффективности M/n , определяющего показатели процесса бурения. Хотя по своему КПД многозаходные ВЗД немного уступают двигателям с однозаходным ротором, в целом КПД гидродвигателей с различными значениями i остается в целом на одном уровне.

К о н т у р н ы й д и а м е т р D_k . При заданном кинематическом отношении увеличение контурного диаметра РО приводит к возрастанию рабочего объема ВЗД и соответственному изменению его характеристик. Вместе с тем возможность варьирования D_k на стадии проектирования ограничена, поскольку исходным параметром является диаметр скважины.

Ш а г и РО (T, t). При заданных D_k и Q характеристики ВЗД можно изменять путем изменения шагов винтовых поверхностей статора T и t . С увеличением шагов возрастает рабочий объем V и критерий эффективности M/n гидродвигателя. При выборе шагов РО необходимо учитывать следующее:

увеличение T приводит к увеличению длины РО и общей длины гидродвигателя, что усложняет технологию изготовле-

ния РО и снижает эффективность использования ВЗД в наклонно направленном и горизонтальном бурении;

снижение T может привести к выходу из оптимального диапазона изменения коэффициента формы поверхности и ухудшению пусковых свойств двигателя (возможность незапуска).

Ч и с л о ш а г о в Р О k . Влияние числа шагов (длины) РО на характеристики в первую очередь связано с изменением числа камер, отделяющих вход и выход гидромашины.

Результаты исследований (рис. 7.16) показали, что с уменьшением длины ротора существенно снижаются такие показатели экстремального режима, как крутящий момент, мощность и перепад давления, а также тормозной момент.

Данные экспериментов подтверждают целесообразность применения многошаговых конструкций РО с целью повышения крутящего момента и мощности ВЗД. Опыт эксплуатации двигателей показывает, что применение многошаговых пар также обеспечивает существенное увеличение их стойкости.

Н а т я г в п а р е δ . Натяг в РО влияет на объемные и механические потери ВЗД. С увеличением δ объемные потери снижаются, а механические возрастают. Исследования влияния натяга в паре на характеристики ВЗД, например при испытаниях двигателя Д1-195, в интервале от зазора 0,9 мм до натяга 0,6 мм продемонстрировали, что с уменьшением натяга характеристика $P - M$ становится более "мягкой" (рис. 7.17): снижаются тормозной момент и перепад давления, крутящий момент в экстремальном режиме. Вследствие возрастания

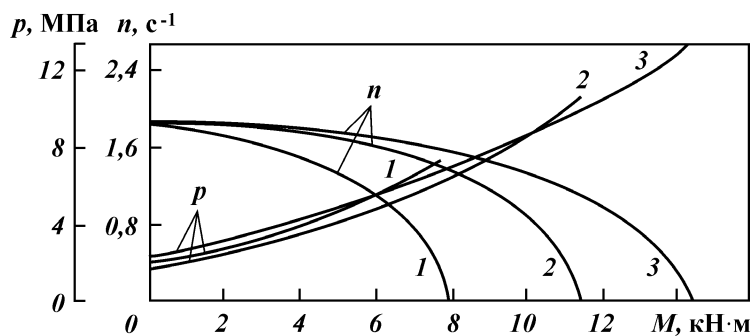


Рис. 7.16. Влияние числа шагов рабочих элементов на характеристику ВЗД: 1, 2, 3 — рабочие элементы делают соответственно два, четыре и шесть шагов

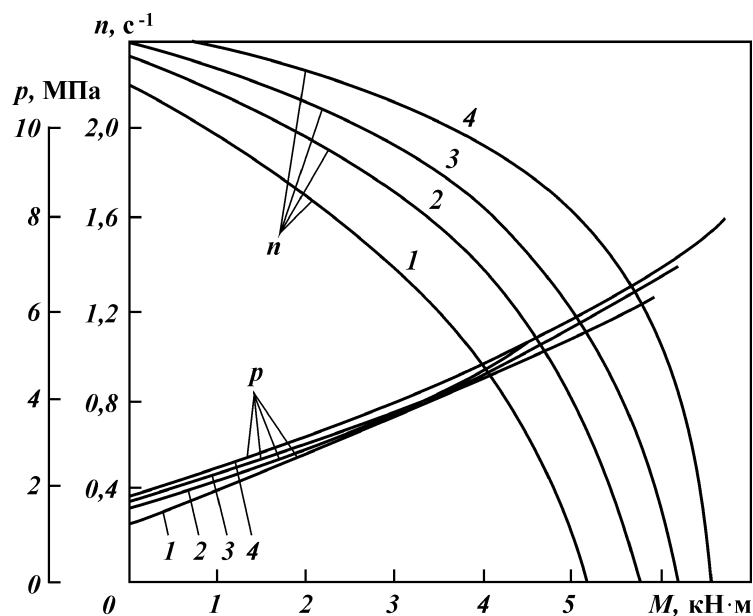


Рис. 7.17. Влияние натяга в рабочих элементах на характеристику ВЗД: 1 — зазор 0,15 мм; 2, 3, 4 — натяг соответственно 0,15 и 0,3 мм

утечек при уменьшении натяга (увеличении зазора) снижаются частота вращения и перепад давления в холостом режиме. При уменьшении δ частота вращения в номинальном режиме (для двигателя Д1-195 номинальный крутящий момент принят равным 4 кН·м) существенно снижается (в 2–3 раза при зазоре 0,6 мм по сравнению с натягом 0,3–0,6 мм). Перепад давления в номинальном режиме мало зависит от натяга. При уменьшении натяга снижается амплитуда поперечных колебаний корпуса двигателя и динамические нагрузки в РО и опорах шпинделя.

По мере износа РО, что равносильно снижению натяга или появлению зазора в паре, рекомендуется в процессе бурения увеличивать расход жидкости.

Влияние расхода жидкости. Расход жидкости Q является одним из параметров режима бурения. Чаще всего возможный диапазон изменения Q определяется исходя из технологии бурения скважины и задается конструктору ВЗД вместе с другими исходными данными.

Стендовые испытания ВЗД различных типоразмеров пока-

зывают, что с увеличением расхода (рис. 7.18) повышаются как тормозной момент и перепад давления, так и мощность, крутящий момент, частота вращения и перепад давления в экстремальном режиме; КПД гидродвигателя при увеличении Q в допустимом диапазоне изменяется незначительно.

Нижний предел расхода жидкости ограничивается нагрузочной способностью или устойчивостью работы двигателя. Верхний предел допустимого расхода жидкости ограничивается тремя факторами:

высокими инерционными нагрузками при увеличении частоты вращения;

КПД двигателя: при заданном натяге с определенного расхода жидкости происходит снижение объемного η . Это объясняется тем, что с увеличением частоты вращения и перепада давления на длине линии контакта образуется односторонний зазор, приводящий к разгерметизации РО и росту утечек. Кроме того, с увеличением расхода растут и гидравлические потери в двигателе;

износом РО из-за повышенных контактных напряжений и

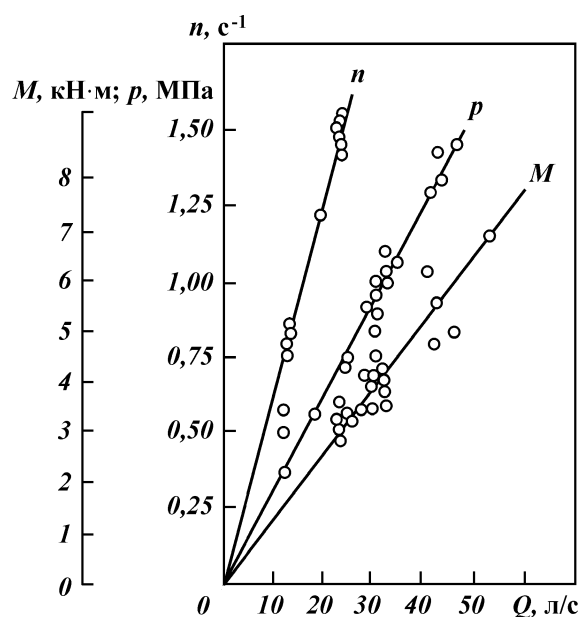


Рис. 7.18. Влияние расхода бурового раствора на характеристику ВЗД (рабочий режим)

скоростей скольжения в рабочей паре, а также скорости жидкости в каналах РО.

В случае, если ограничения по расходу не удовлетворяют требованиям гидравлической программы бурения, используется способ разделения потока жидкости через полый ротор двигателя с помощью регулятора расхода.

7.2.3. ТУРБОВИНТОВЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ

В последние годы отечественный парк забойных гидравлических двигателей пополнился новым представителем — турбовинтовым двигателем (ТВД).

Впервые схема турбовинтового агрегата была предложена в 1970 г. авторским коллективом ВНИИБТ в составе М.Т. Гусмана, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнева и С.С. Никомарова.

Турбовинтовые двигатели ТВД органично сочетают высокую стойкость, свойственную турбобурам, и оптимальную энергетическую характеристику (высокий уровень отношения M/n при незначительном падении частоты вращения при нагрузке двигателя), характерную для ВЗД.

Турбовинтовой двигатель можно отнести к редукторным турбобурам, в котором винтовая пара выполняет функции не только редуктора, но и стабилизирующего элемента при перегрузках долота.

Несмотря на большую металлоемкость и сложность конструкции, турбовинтовые двигатели в ряде случаев успешно конкурируют с ВЗД.

Это объясняется прежде всего их существенно большим ресурсом, что особенно привлекательно при использовании современных высокопроизводительных долот.

Двигательные секции ТВД конструктивно могут выполняться в двух вариантах:

- винтовая пара монтируется над турбинной секцией;
- винтовая пара монтируется между турбинной и шпиндельной секциями.

В первом варианте упрощается конструкция двигателя — проектируется лишь один узел соединения планетарного ротора.

Второй вариант менее предпочтителен, так как требует двух узлов соединения ротора.

7.2.4. ЭЛЕКТРОБУРЫ. ЭЛЕКТРОБУРЕНИЕ

Наряду с гидравлическими машинами используют и электрические — электробуры. Электробур — это электрическая забойная машина, своеобразный электродвигатель, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра и предназначенный для привода долота на забое скважины.

Современный электробур представляет собой, как правило, асинхронный маслонаполненный двигатель с короткозамкнутым ротором.

Конструкция промышленного электробура была разработана в СССР в 1937—1940 гг. группой инженеров (А.П. Островский, Н.В. Александров, Ф.Н. Фоменко, А.Л. Ильский, Н.Г. Григорян и др.). 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 СССР налажено с 1956 г.

В СССР до 1960 г. с помощью электробура было пройдено около 500 тыс. м скважин на нефть и газ. В настоящее время в ряде районов страны этим способом ежегодно бурят 200—250 тыс. м. Хотя указанный объем многократно уступает объему турбинного бурения в нашей стране, принципиальная схема подачи электрической энергии к забою скважины и использование погружного электрического двигателя для привода долота имеют неоспоримые преимущества, однако конструктивные трудности, невысокие эксплуатационно-технические показатели и большая стоимость машины на данном этапе пока сдерживают применение этого вида техники в бурении.

Размерный ряд электробуров предусматривает их выпуск с наружными диаметрами корпуса 164, 170, 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Наиболее распространен электробур диаметром 170 мм. В обозначении электробура первое число — его наружный диаметр, второе — число полюсов обмотки статора (например, Э215-10). Может добавляться буква "М", обозначающая модернизированную модель, и "Р" для редукторных турбобуров. Обозначение электродвигателя содержит сведения о наружном диаметре корпуса, общей длине магнитопровода с длиной немагнитопроводных пакетов и о числе полюсов. Например, маркировка МАП1-17-658/6 расшифровывается следующим образом: МАП — мотор асинхронный по-

грузной; 1 — для электробура; 17 — наружный диаметр корпуса в см; 658 — общая длина магнитопровода и немагнитных пакетов статора в см; 6 — число полюсов.

Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслonaполненный двигатель *А* и маслonaполненный шпиндель *Б* на подшипниках качения (рис. 7.19).

В трубном корпусе электробура размещены 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 полom вала двигателя 5. Ротор расположен в статоре с зазором 0,5–0,6 мм на сторону. Внутренняя полость двигателя заполнена сухим изоляционным маслом. От внешней среды внутренняя полость двигателя изолирована 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 размещены 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.

Снизу к двигателю присоединяется шпиндель. 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. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. В нижней части шпинделя помещено сильниковое уплотнение 12. Шпиндель заполнен густым машинным маслом и оснащен лубрикатором 11. Избыточное давление лубрикатор создает за счет усилия сжатой пружины, которая давит на поршень. Под поршнем находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т.е. диапазон изменения их частоты враще-

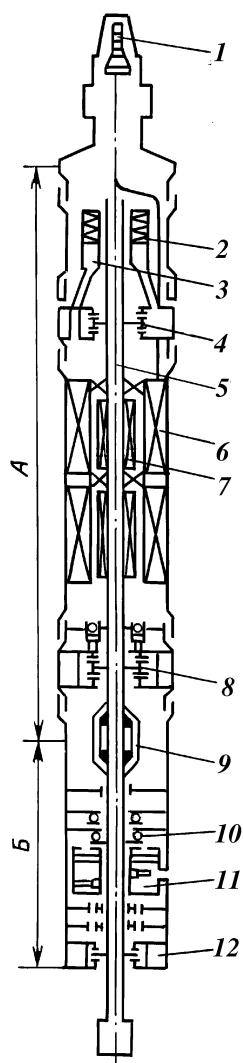
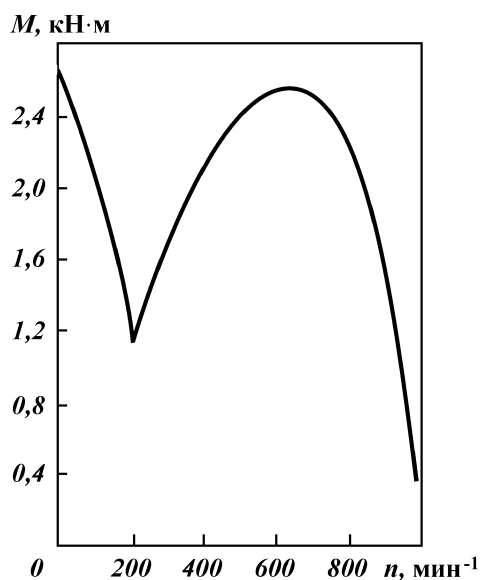


Рис. 7.19. Принципиальная схема электробура

Рис. 7.20. Характеристика двигателя МАП1Д-25-617/10



ния довольно ограничен. Ее изменение зависит от скольжения ротора относительно поля статора:

$$n = n_{\pi}(1 - S),$$

где n — частота вращения ротора двигателя; n_{π} — частота вращения магнитного поля статора, $n_{\pi} = 60f/p_1$; f — частота тока; p — число пар полюсов (двигатели выпускают 10-, 8- и

6-полюсными); S — скольжение, при нормальной нагрузке скольжение $S = 8 \div 12$ %.

Вращающий момент (Н·м) асинхронного двигателя электрооборудования может быть подсчитан по формуле

$$M = \frac{m_1 p U_1^2 \frac{R'_2}{S}}{2\pi f \left[\left(R_1 + c_1 \frac{R_2}{S} \right) + (x_1 + c_1 x'_2)^2 \right]},$$

где m_1 — число фаз обмотки статора; U_1 — напряжение на зажимах двигателя, В; R'_2 — приведенное омическое сопротивление ротора, Ом; R_1 — омическое сопротивление фазы обмотки статора, Ом; x_1 — индуктивное сопротивление обмотки статора, Ом; x'_2 — приведенное индуктивное сопротивление ротора, Ом; c_1 — коэффициент, зависящий от напряжения на клеммах двигателя.

Как следует из формулы, вращающий момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения на его вводе. Снижение напряжения приводит к заметному падению вращающего момента. В связи с этим необходимо учитывать потери напряжения в токоподводе от поверхности к двигателю, а падение напряжения при кратковременных перегрузках двигателя рекомендуется компенсировать некоторым повышением напряжения на вводе двигателя на 5–10 % от номинального. Номинальное напряжение на клеммах электрооборудования составляет 1000–1200 В в зависимости от типа двигателя.

Характер зависимости вращающего момента двигателя МАП1Д-25-617/10 от частоты вращения вала двигателя приведен на рис. 7.20.

На графике вращающего момента правая ветвь от точки максимума является областью устойчивой работы (рабочая область), левая — областью неустойчивой работы. При запуске двигателя заметно снижается вращающий момент (зона провала) в процессе выхода на режим. В зоне провала вращающий момент может падать до 60 % от номинального. Но так как двигатель запускают с малой нагрузкой, а маховой момент вращающихся деталей и инструмента мал, даже при уменьшенном моменте двигатель быстро увеличивает частоту вращения вала.

Коэффициент полезного действия двигателя при номинальной нагрузке составляет 66–68 %. Поскольку механические потери в шпинделе на опорах качения сравнительно не-

велики, характеристику электробура можно принимать по характеристике двигателя.

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 таким образом способствует снижению потерь напора при циркуляции промывочной жидкости по бурильной колонне.

Каждую кабельную секцию помещают в отдельной бурильной трубе, и ее концы закрепляют в трубе на опорах с втулками, обеспечивающими некоторое свободное проворачивание кабеля при соединении труб. Секции соединяют в единую цепочку 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 секций электрокабеля используют специальные бурильные трубы типа ЭБШ с гладкопроходным сечением. Они выпускаются диаметрами 140 и 114 мм с высаженными наружу концами. Трубы изготавливают из стали групп прочности Д и Е.

Кабельный подвод электробура — одно из наиболее слабых звеньев системы. Вследствие загрязнения и недостаточной герметичности соединений секций омическое сопротивление изоляции снижается. Если при спуске инструмента наблюдается резкое падение сопротивления (первоначальное сопротивление собственно электробура 50 МОм), то спуск инструмента прекращают и выбраковывают трубы с низким сопротивлением в изоляции кабеля. В процессе работы в соединениях с недостаточной герметичностью происходят пробой. Пробой и разрывы электрической цепи могут происходить также вследствие поломки медных контактов в муфте и излома кабеля в местах его сращивания с контактными соединениями.

Для бурения с электробуром буровую установку оснащают

дополнительным электрооборудованием: распределительным устройством высокого напряжения, трансформатором, станцией управления электробуром. На пульте бурильщика устанавливают дополнительные электрические контрольные приборы (вольтметр, амперметр) для контроля нагрузки электробура, кнопки управления контактной системой, подающей напряжение на электробур, органы управления режимом работы автоматического регулятора. Автоматический регулятор управляет подачей инструмента в зависимости от загрузки двигателя и буримости горных пород.

Обладая всеми достоинствами, присущими забойным двигателям (облегчение условий работы бурильной колонны, существенное снижение износа бурильных труб в скважине, исключение затрат мощности на их холостое вращение и т.п.), электробур имеет неоспоримые преимущества по сравнению с гидравлическими забойными машинами:

режим работы электробура не зависит от расхода промывочной жидкости, который в данном случае можно выбирать только по условию полной и своевременной очистки забоя от шлама;

режим работы электробура практически не зависит от свойств циркулирующего бурового раствора, что позволяет применять его при использовании утяжеленных растворов, газообразных агентов и при продувке;

токоподвод с поверхности к электробурю является каналом связи, позволяющим использовать забойные системы контроля режима работы породоразрушающего инструмента и непрерывно следить за направлением ствола скважины;

при работе с электробуром открывается возможность автоматизировать процесс бурения по данным забойных датчиков для оптимального использования мощности двигателя;

поскольку электробур представляет собой маслonaполненный двигатель, все детали которого работают в среде, изолированной от бурового раствора, он меньше подвержен абразивному износу и его рабочая характеристика остается практически неизменной в течение всего срока работы.

К недостаткам электробура относятся: высокая стоимость забойного двигателя, опасность потери дорогостоящей машины вследствие прихвата в скважине, ограниченный срок межремонтной работы вследствие недостаточной износостойкости уплотнительных сальников электробура и недостаточной надежности системы токоподвода.

Перспективы развития буровых работ с применением электробуров связаны с существенным повышением ресурса

работы электробура с системой токоподвода до 200 ч и более, улучшением его выходных характеристик, позволяющих поддерживать оптимальный режим работы породоразрушающего инструмента.

7.3. РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ

При роторном бурении долото приводится во вращение вращательным механизмом — ротором — через бурильную колонну, выполняющую роль промежуточной трансмиссии между долотом и ротором.

Ротор служит также для поддержания бурильной или обсадной колонны на весу при помощи элеватора или пневматических клиньев. Для выполнения перечисленных работ ротор должен обеспечивать необходимую частоту вращения бурильной колонны и легко менять направление вращения, грузоподъемность его должна несколько превышать вес наиболее тяжелой (бурильной или обсадной) колонны.

Ротор (рис. 7.21) состоит из литого стального корпуса 2, во внутренней полости которого на упорном шариковом подшипнике 4 размещен стол 3 с укрепленным с помощью горячей посадки зубчатым коническим венцом. Последний входит в зацепление с конической звездочкой, посаженной на валу 8, вращающемся на двух подшипниках. В нижней части устанавливается вспомогательная опора 1, закрепленная гайкой 10. Верхняя часть стола ротора закрывается кольцевым кожухом 7, ограждающим периферическую часть вращающегося стола. На консольной части роторного вала смонтировано цепное колесо 9, через которое подводится мощность к ротору.

Диаметр отверстия в столе ротора определяет максимальный размер долота, которое может быть пропущено через него. В связи с этим выпускают роторы с различными диаметрами проходного отверстия (от 400 до 760 мм). В центральное отверстие вставляют вкладыши 6, в которые вводят зажимы 5 для ведущей трубы. Перемещение вкладышей ротора и зажимов в осевом направлении предупреждается запорами, а закрепление стола осуществляется защелкой.

Для смазки трущихся деталей и отвода тепла, образующегося при работе зубчатых передач и подшипников, в станину ротора заливается масло.

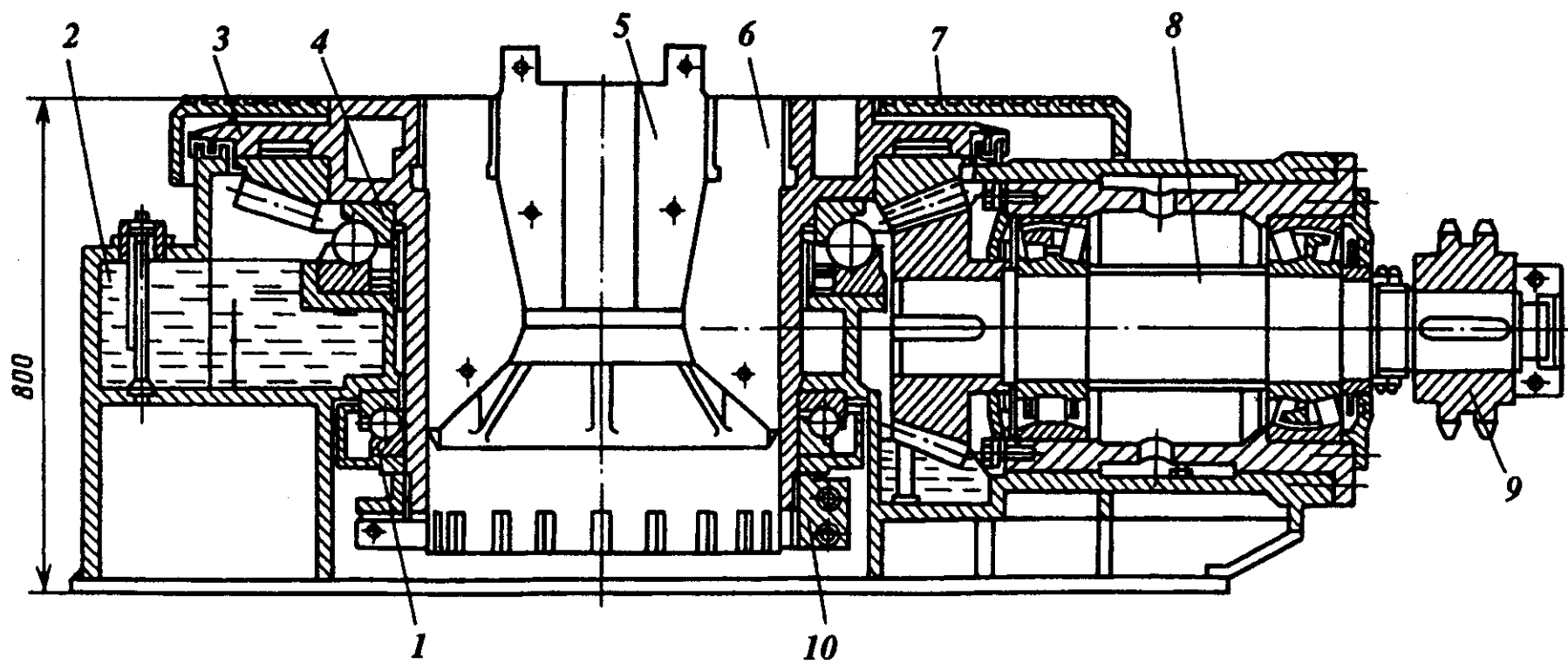
В 30-х годах широко применялся привод ротора от специально устанавливаемых для него двигателей (привод индивиду-

альный ротора ПИР), а в настоящее время таким приводом снабжена только установка БУ-50Бр. Однако в некоторых районах при бурении глубоких скважин роторным способом, особенно в осложненных условиях, иногда применяют индивидуальный привод ротора ПИРШ4-2А, укомплектованный двумя электродвигателями мощностью 320 кВт, трехвальной коробкой перемены передач и ротором. Мощность от коробки передач к ротору отбирается при помощи специальных полужестких муфт. Ротор может работать при четырех скоростях вращения: 70, 140, 220 и 320 об/мин.

В других случаях отечественные буровые установки предусматривают отбор мощности от двигателей лебедки с помощью цепной или карданной передачи. При первом варианте мощность отбирается с одного из валов лебедки, выполняющего при этом функции трансмиссии, при втором варианте — непосредственно от двигателя лебедки с помощью карданной передачи.

В процессе роторного бурения часть мощности расходуется на привод поверхностного оборудования, вращение бурильной колонны и разрушение горной породы долотом. Рассчитать требуемую мощность на осуществление перечисленных работ очень трудно, так как затрата мощности зависит от очень многих факторов: диаметра бурильной колонны и скважины, длины бурильной колонны, свойств промывочной жидкости и т.д. Поэтому можно сделать только ориентировочные расчеты, используя эмпирические формулы, показывающие, что на вращение поверхностного оборудования и бурильной колонны затрата мощности прямо пропорциональна длине колонны, квадрату диаметра бурильной колонны, плотности промывочной жидкости и частоте вращения бурильной колонны в степени, близкой к 2. Отсюда следует, что с ростом глубины скважины бесполезная затрата мощности возрастает и, следовательно, подводимая к долоту мощность уменьшается.

На условия работы ротора влияют и изменения нагрузки на долото. Так, при увеличении нагрузки возможно такое сочетание, когда величина вращающего момента, передаваемого бурильной колонной, окажется недостаточной для преодоления сопротивления, встречаемого долотом со стороны горной породы. В результате долото начинает вращаться с меньшей частотой и даже может на некоторое время оказаться в заторможенном состоянии. В бурильной колонне при этом кинетическая энергия вращения переходит в потенциальную энергию кручения, которая после достижения оп-



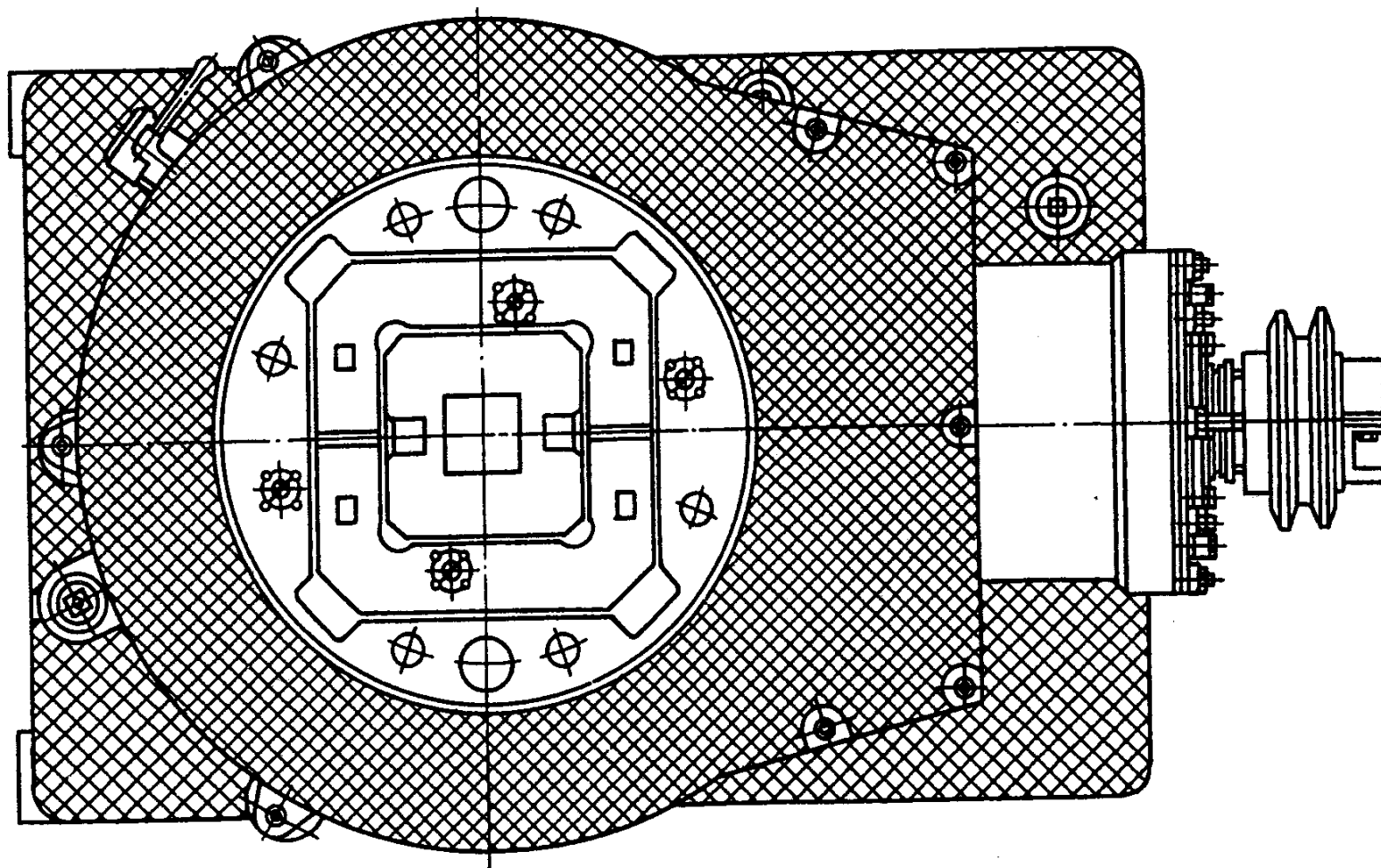


Рис. 7.21. Ротор Р560-III8

ределенного значения преодолевает сопротивление породы, и происходит обратный процесс — превращение потенциальной энергии кручения в кинетическую энергию вращения.

Такой переход видов энергии из одного состояния в другое приводит к возникновению упругих колебаний, и если их частота совпадает с частотой вынужденных колебаний колонны, возникающих вследствие неравномерной подачи долота, то наступает резонанс, передающийся через ведущую трубу ротору. Последний при создании таких условий его эксплуатации испытывает большие динамические нагрузки, приводящие к интенсивным вибрациям ротора, его фундамента, вышки; все это сопровождается нарастанием шума в буровой, а иногда даже авариями.

Как видно, вращение бурильной колонны, необходимое при роторном бурении, приводит к значительному осложнению процесса проходки скважины. Этим и объясняется вытеснение роторного бурения в ряде районов бурением с забойными двигателями.

8

МЕХАНИЧЕСКОЕ УГЛУБЛЕНИЕ. РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ

8.1. ВВОДНЫЕ ПОНЯТИЯ

Углубление (механическое бурение) — это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определенной скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определенного качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

Об эффективности бурения обычно судят по скорости проходки скважины и стоимости 1 м проходки. Для оценки отдельных видов работы, связанных с проходкой скважины, введены понятия о механической, рейсовой, технической, коммерческой и полной скоростях бурения. Ниже дается взаимная связь между этими скоростями.

Примем следующие обозначения:

$v_{\text{ср}}$ — средняя механическая скорость бурения, м/ч;

$v_{\text{р}}$ — рейсовая скорость бурения, м/ч;

$v_{\text{т}}$ — техническая скорость бурения, м/ч или м/станко-мес;

$v_{\text{к}}$ — коммерческая скорость бурения, м/станко-мес;

$v_{\text{п}}$ — полная скорость бурения, м/станко-мес;

$T_{\text{б}}$ — продолжительность бурения скважины, включая расширение и проработку $t_{\text{п}}$, ч;

$T_{\text{сп}}$ — продолжительность спускоподъемных работ, связанных со сменой долот, включая время на наращивание инструмента, ч;

$T_{\text{осн}}$ — продолжительность всех производительных работ, кроме предусмотренных $T_{\text{б}}$ и $T_{\text{сп}}$, ч;

$T_{\text{н}}$ — продолжительность непроизводительного времени (остановки, ликвидация аварий и т.д.), ч;

$T_{\text{в}}$ — продолжительность строительства вышки и монтажных работ, ч;

L — глубина скважины, м.

Тогда

$$v_{cp} = L/T_{\bar{\theta}}; \quad (8.1)$$

$$v_p = \frac{v_{cp}}{1 + T_{cn}/T_{\bar{\theta}}} = \frac{L}{T_{\bar{\theta}} + T_{cn}}; \quad (8.2)$$

$$v_t = \frac{v_{cp}}{1 + \frac{T_{cn} + T_{очн}}{T_{\bar{\theta}}}} = \frac{L}{T_{\bar{\theta}} + T_{cn} + T_{очн}}; \quad (8.3)$$

$$v_k = \frac{v_{cp}}{c \left(1 + \frac{T_{cn} + T_{очн} + T_n}{T_{\bar{\theta}}} \right)} = \frac{L}{c(T_{\bar{\theta}} + T_{cn} + T_{очн} + T_n)}; \quad (8.4)$$

$$v_{II} = \frac{v_{cp}}{c \left(1 + \frac{T_{cn} + T_{очн} + T_{II} + T_B}{T_{\bar{\theta}}} \right)} = \frac{L}{c(T_{\bar{\theta}} + T_{cn} + T_{очн} + T_n + T_B)}, \quad (8.5)$$

где c — переводный коэффициент времени (с часов на месяцы).

Указанные соотношения можно представить и несколько иначе:

$$v_p = L/(T_{\bar{\theta}} + T_{cn}); \quad (8.2a)$$

$$v_t = \frac{v_p}{c \left(1 + \frac{T_{очн}}{T_{\bar{\theta}} + T_{cn}} \right)}; \quad (8.3a)$$

$$v_k = \frac{v_t}{c \left(1 + \frac{T_n}{T_{\bar{\theta}} + T_{cn} + T_{очн}} \right)}; \quad (8.4a)$$

$$v_{II} = \frac{v_k}{c \left(1 + \frac{T_B}{T_{\bar{\theta}} + T_{cn} + T_{очн} + T_n} \right)}. \quad (8.5a)$$

Из приведенных формул очевидно, что v_p , v_t и v_k зависят от v_{cp} и, кроме того, из перечисленных скоростей каждая последующая зависит от предыдущей.

С ростом v_{cp} соответственно увеличиваются v_p и v_k , что согласуется с выводами, вытекающими из формул (8.1) — (8.4).

Многочисленными исследованиями установлено, что значения v_{cp} , v_p , v_t и v_k уменьшаются с увеличением глубины L скважины, а стоимость 1 м проходки возрастает.

Это справедливо для всех способов бурения.

Стоимость 1 м проходки при всех способах бурения является возрастающей функцией глубины скважины.

С ростом v_k , как правило, резко уменьшается удельный расход электроэнергии в бурении, снижается расход материалов, используемых при бурении. Представляет несомненный интерес выявление факторов, влияющих на скорость бурения; установление влияния каждого из факторов в отдельности и в совокупности; установление природы падения скорости бурения в связи с углублением скважины; изыскание путей для уменьшения темпа снижения скорости бурения в связи с ростом глубины скважины.

На темп углубления скважины решающее влияние оказывают три группы факторов (по В.С. Федорову):

1) группа природных факторов (механические свойства пород, условия их залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства и др.);

2) технико-технологические факторы (способ разрушения породы, конструктивные особенности и долговечность разрушающих инструментов, метод удаления с забоя скважины выбуренной породы, совершенство и мощность бурового оборудования и т.д.);

3) деловая квалификация работников буровой бригады. Значительное влияние на скорость бурения оказывает организация работ в смене, сработанность рабочих в смене, их деловая квалификация.

8.2. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ

Буровые долота выбирают в зависимости от физико-механических свойств горных пород, глубины их залегания и способа бурения. Применяют долота шарошечные, лопастные, фрезерные, дробящие, алмазные и ИСМ различных типов и размеров для сплошного бурения и бурения кольцевым забоем. Для мягких пород рекомендуются долота режуще-скалывающего типа. Для разрушения абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород предназначены долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями или

штырями, расположенными на шарошках, вращающихся вокруг своей оси и оси долота. Одновременно с дробящим действием зубья или штыри шарошек при проскальзывании по забою скалывают породу.

Для разбуривания пород, перемежающихся по твердости и абразивности, используют долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу твердосплавными штырями, расположенными в торцовой части долота или в кромках его лопастей. Алмазные долота рекомендуется применять для разбуривания пород твердых и средней твердости. Наибольший удельный вес в отечественной и зарубежной практике бурения имеют трехшарошечные долота различных типов и размеров.

По В.С. Федорову, под режимом бурения понимают определенное сочетание факторов, влияющих на показатели бурения. Эти факторы называются параметрами режима бурения.

К числу важнейших параметров относятся: осевая нагрузка на долото P_d ; частота вращения долота (или ротора) n ; количество (расход) циркулирующего бурового раствора; качество циркулирующего бурового раствора, подаваемого на забой (фильтрация Φ , статическое напряжение сдвига θ , вязкость η , плотность ρ).

Соотношения между параметрами режима подбирают таким образом, чтобы получить наиболее высокие количественные показатели при требуемых качественных и возможно более низкую себестоимость 1 м проходки.

Обобщенным количественным показателем механического бурения, зависящим от параметров режима бурения, является рейсовая скорость проходки v_p .

Сочетание параметров режима бурения, при котором получают наиболее высокую рейсовую скорость проходки v_p и требуемые качественные показатели бурения, при данной технической вооруженности буровой называется оптимальным режимом бурения.

В практике бурения встречаются случаи, когда необходимо подбирать параметры режима бурения для решения специальных задач — обеспечить качественные показатели. Количественные показатели бурения в этом случае второстепенны. Такие режимы бурения называются специальными. К ним относятся режимы бурения, применяемые в неблагоприятных геологических условиях, а также режимы бурения, используемые при изменении направления оси ствола скважины (бурение наклонных и горизонтальных скважин) и отборе

кернов. Качественное формирование ствола всегда должно быть определяющим.

Механическое разрушение горных пород (углубление) при бурении долотом имеет сложный характер. По количественным показателям углубления нельзя судить о влиянии того или иного параметра на эффект разрушения горных пород: их действие всегда комплексное.

Наиболее эффективное углубление скважины возможно только в том случае, если забой полностью очищается от шлама; в противном случае выбуренная порода оказывает дополнительное сопротивление работе долота, вследствие чего механическая скорость проходки и проходка на долото ниже расчетных величин. Опыт показывает, что технико-экономические показатели проходки скважин в значительной мере зависят от режима промывки и технологических свойств (качества) бурового раствора. Функции буровых растворов многочисленны, однако одними из главных являются те, которые определяют высокие скорости проходки. Если рассматривать только скорость проходки и не принимать во внимание поведение ствола скважины (обвалы, осыпи, поглощения раствора и т.д.), то для достижения максимальных показателей работы долот наиболее предпочтительно использовать в качестве промывочного агента маловязкие легкие системы. По степени ухудшения работы породоразрушающего инструмента используемые в мировой практике буровые растворы располагаются в следующем порядке: тяжелый (высокоплотный) высоковязкий буровой глинистый раствор, легкий маловязкий буровой глинистый раствор, эмульсия, буровой раствор на углеводородной основе (РУО), вода, вода с ПАВ, азрированная жидкость, воздух (газ).

Основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели бурения, — компонентный состав, плотность, вязкость, показатель фильтрации и другие параметры бурового раствора. Убедительные данные по увеличению скорости бурения при снижении плотности бурового раствора получены на скважинах ряда площадей Краснодарского края. Установлено, что по значимости наиболее существенными факторами, влияющими на показатели работы долот, являются в первую очередь плотность, затем вязкость и, наконец, фильтрация.

С ростом концентрации твердой фазы в буровом растворе механическая скорость проходки и проходка на долото убывают.

Совершенствование технологии промывки скважин долж-

но идти в первую очередь по пути снижения плотности бурового раствора и содержания в нем твердой фазы, что существенно упрощает регулирование вязкости, фильтрации и других параметров раствора.

Влияние плотности бурового раствора на процесс бурения и формирования ствола многогранно. Ее увеличение приводит к улучшению очистки забоя и ствола скважины от шлама вследствие действия архимедовой силы, к росту динамической фильтрации на забое за счет повышения положительного дифференциального давления у забоя и к стабилизации стенок ствола в результате сближения гидростатического давления в скважине и горного давления массива пород. Все это способствует росту технико-экономических показателей бурения.

Но с увеличением плотности раствора возрастает давление на забой скважины, что приводит к дополнительному уплотнению породы и ухудшению условий отрыва частицы от забоя потоком раствора. На разрушение образующейся на забое толстой глинистой корки затрачивается энергия, при этом усиливается поглощение раствора вскрытым разрезом и продуктивными пластами. Мировой опыт бурения скважин свидетельствует о том, что положительное влияние повышения плотности раствора неизмеримо меньше, чем отрицательное, поэтому, если позволяют геологические условия, следует бурить с использованием раствора меньшей плотности, даже при необходимости усложнения технологического процесса промывки и применения более сложного оборудования. Скорость проходки при этом возрастает.

Роль фильтрации раствора в процессе углубления скважины также неоднозначна. С увеличением фильтрации на забое облегчаются условия скалывания и отрыва частицы долотом в результате действия расклинивающих сил проникающего фильтрата и выравнивания давления вокруг скалываемой частицы; но при увеличении фильтрации уменьшается устойчивость ствола, на забое и стенке образуются толстые глинистые корки. Разумеется, величина фильтрации определяется конкретными условиями. Но вполне очевидно, что фильтрация за некоторое время (принято 30 мин) должна быть минимальной для повышения устойчивости стенки скважины, а мгновенная фильтрация (5–10 с) должна быть максимальной (приближающейся по величине к фильтрации за 30 мин) для улучшения условий бурения.

Вязкость раствора влияет на скорость проходки однозначно. Роль вязкости бурового раствора наиболее заметна, осо-

бенно в диапазоне 15–35 с (по прибору ПВ-5). При бурении стремятся снизить вязкость раствора. Это связано с желанием получать на долоте максимальную гидравлическую мощность при высокой скорости истечения раствора из насадок долота. При правильно выбранном режиме промывки скважины роль вязкости в процессе транспортирования шлама подчиненная.

Таким образом, при оптимальном соотношении показателей свойств буровых растворов скорость проходки может быть существенно повышена.

Технологические параметры промывки, скорость и режим течения бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, дифференциальное давление на забое, смыв разрушенной породы с забоя, транспортирование шлама от забоя к устью скважины и т.д. Очевидно, что с увеличением расхода бурового раствора повышается интенсивность разрушения забоя, а скорость проходки возрастает. Но при этом возникают и отрицательные эффекты: дифференциальное давление на забой повышается, увеличивается скорость размыва стенки скважины и т.д.

Основные показатели промывки, определяющие механическую скорость проходки, следующие: гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте, скорость истечения раствора из насадок долота и дифференциальное давление на забое скважины.

Реализация гидромониторного эффекта струй, выходящих из насадок долота с высокой скоростью, позволяет увеличить скорость бурения и проходку на долото в мягких породах в 2–3 раза. В твердых сланцах гидромониторный эффект при скоростях истечения струи 50–80 м/с позволяет повысить скорость проходки и проходку на долото в 1,5 раза.

При больших глубинах энергетические затраты на промывку скважины более ощутимы, чем выигрыш от гидромониторного эффекта долот.

Дифференциальное давление на забой — комплексный фактор, интегрирующий плотность и вязкость бурового раствора, режим циркуляции, соотношение геометрических размеров ствола и бурильного инструмента и т.д. Независимо от первоначальной причины его увеличение всегда сопровождается ухудшением показателей работы долот. Установлено, что при прочих равных условиях механическая скорость проходки увеличивается с уменьшением дифференциального давления на забой.

Качественная зависимость механической скорости про-

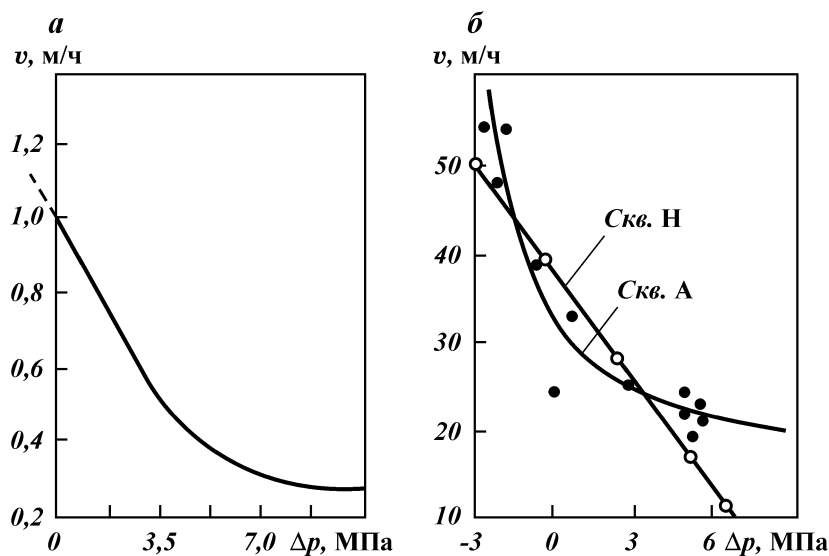


Рис. 8.1. Влияние дифференциального давления на забое скважины на механическую скорость проходки:
 а — по обобщенным данным; б — по скв. Н и А

ходки от дифференциального давления на забое скважины, полученная обобщением результатов практических наблюдений в России и других странах СНГ, США, Канаде, Иране и других странах приведена на рис. 8.1, а. На темп углубления наиболее существенно влияют плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы. Механическая скорость проходки резко снижается при увеличении плотности раствора от 1,0 до 1,5 г/см³.

Анализ зарубежных материалов показал, что при бурении скважин в Южной Луизиане (США) уменьшение дифференциального давления от 7 МПа до 0 привело к росту механической скорости проходки на 70 % (рис. 8.1, б). Установлено, что влияние перепада давления на механическую скорость проходки более заметно проявляется при росте осевой нагрузки на долото. Чувствительность механической скорости проходки к дифференциальному давлению на забое возрастает с увеличением осевой нагрузки на долото. При отрицательном дифференциальном давлении, т.е. когда пластовое давление превышает давление циркулирующего на забое скважины бурового раствора, скорость проходки продолжает увеличиваться, часто в возрастающем темпе.

8.3. ВЛИЯНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО И УГНЕТАЮЩЕГО ДАВЛЕНИЙ НА РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

На долю шарошечных долот приходится более 90 % всей проходки. Однако с ростом глубины бурения показатели работы этих долот значительно ухудшаются, что, по мнению большинства исследователей, обуславливается в основном ухудшением буримости горных пород и условий очистки забоя из-за возникновения в зоне разрушения высокого дифференциального и угнетающего давлений. В результате при строительстве скважин, как правило, не используются такие значительные резервы повышения технико-экономических показателей бурения, как снижение давления бурового раствора на забой; регулирование его плотности и концентрации твердой фазы непосредственно в процессе бурения; регулирование частоты вращения долота в целях достижения минимального дифференциального и угнетающего давлений и т.д.

Гидродинамические процессы в зоне разрушения горных пород на забое скважины. При углублении скважин, пробуренных в различных районах, от 1000 до 5000 м механическая скорость проходки v_m иногда снижается в 25 раз, а скорость бурения — в 33 раза (В.Б. Штур, М.Р. Мавлютов и др.). Основной причиной резкого ухудшения технико-экономических показателей бурения с ростом глубины, по мнению большинства отечественных и зарубежных исследователей, является изменение забойных условий разрушения горных пород. При этом подразумевается влияние таких факторов, как наличие давлений порового p_p , пластового $p_{пл}$, дифференциального Δp_p (Δp), угнетающего p_y и суммарного на забое скважины p_c (гидростатического); качество бурового раствора; частота вращения долота и динамика его работы.

На основе многочисленных работ сделаны следующие выводы.

1. Дифференциальное давление — основной фактор, определяющий показатели работы долот.

2. Интенсивное снижение механической скорости проходки происходит в начальный момент роста дифференциального давления до 1,4–5,6 МПа. Дальнейшее повышение Δp сопровождается стабилизацией v_m .

3. С увеличением отрицательного дифференциального давления v_m возрастает.

4. С ростом осевой нагрузки на долото G_A повышается чувствительность v_m к изменению дифференциального давления.

5. Невозможно установить общую зависимость $v_m = f(\Delta p)$ по данным опытного бурения (В.Б. Штур и др.).

Таким образом, в настоящее время считается, что при существующих режимах бурения дифференциальное давление, как правило, является основным фактором, определяющим технико-экономические показатели бурения. При увеличении Δp до 1,4–7 МПа в зависимости от условий бурения v_m может уменьшаться в 2–5 раз.

Влияние Δp на v_m , по мнению А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена, заключается в ухудшении буримости горных пород вследствие роста их прочности на сжатие и возникновения усилий, прижимающих частицы породы (шлам) к забое. Прижимающие силы имеют статическую и динамическую природу и их значения представляют собой сложную функцию почти всех известных показателей, характеризующих процесс бурения.

Статическое, или дифференциальное по современной терминологии, давление, обуславливающее статические силы, удерживающие шлам на забое, независимо от фильтрационных свойств разрушаемых пород, принималось равным разности между гидростатическим давлением на забое скважины p_c и поровым $p_{пл}$ (пластовым $p_{пл}$) давлением:

$$\Delta p = p_c - p_{пл} \text{ или } p_{пл}. \quad (8.6)$$

Заметим, что в опытах А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Лингена могло воспроизводиться только пластовое давление, поэтому в выражение (8.6) необходимо подставлять значение $p_{пл}$.

Не рассматривая процесса развития трещин, формирующих лунки выкола породы на забое, авторы считали, что динамический перепад давления проявляется только после отделения частицы от массива перед транспортировкой ее на поверхность. Динамический перепад давления определяли экспериментально, и по утверждению исследователей, во всех опытах он не превысил 4,3 МПа.

Независимо от качества бурового раствора А.Ж. Гарнье и Н.Х. Ван-Линген приращение прочности принимали равным пятикратно увеличенному суммарному перепаду давления. Влияния абсолютного значения гидростатического давления на v_m не обнаружено.

Заметим, что утверждения авторов о природе влияния абсолютных значений гидростатического и дифференциального

давлений на v_m базируются на данных опытного бурения микродолотами в лабораторных условиях при несоблюдении гидродинамического подобия в зоне разрушения, а также геометрического подобия породоразрушающих элементов модели и натуры.

Некоторые положения этой работы вызывают принципиальные возражения, в частности, такие как определение дифференциального давления по формуле (8.2) независимо от фильтрационных особенностей разрушаемых пород, качества бурового раствора и продолжительности фильтрования; утверждение о постоянстве динамического перепада давления также независимо от перечисленных выше факторов и проявлений его только после отделения частицы породы от матрицы, а не в процессе развития трещин. Еще большее возражение вызывает методика количественного определения приращения прочности породы в забойных условиях.

Из положений работы авторов необъяснимо и влияние качества бурового раствора на v_m , изменение чувствительности v_m к воздействию Δp с изменением осевой нагрузки на долото, а также то, почему при постоянном режиме бурения в различных скважинах при одном и том же дифференциальном давлении были достигнуты различные значения механической скорости проходки.

Кроме того, закономерности $v_m = f(\Delta p)$, полученные в лабораторных условиях, как правило, количественно не подтверждаются практикой бурения. Расхождения достигают сотен процентов.

При выполнении экспериментов в промысловых условиях не учитывается возможный динамический перепад давления, а рассматривается влияние на v_m только статического перепада, т.е. дифференциального давления, которое независимо от фильтрационных особенностей разрушаемых пород по-прежнему определяется из выражения (8.6).

В процессе бурения в проницаемых горных породах под действием положительного перепада давления ($p_c > p_{пл}$) в системе скважина — пласт фильтрат бурового раствора проникает в породу. При фильтровании дисперсная фаза раствора, частично коагулируя слой породы, отлагается на ее поверхности в виде слоя осадка, образуя фильтрационную корку, которая совместно с породой оказывает дополнительное сопротивление движению фильтрата. Последний, проникая в породу, вызывает перераспределение давления на глубине зарождения трещин (условно названных магистральными), формирующих лунку выкола. В дальнейшем изложении она

именуется глубиной разрушения δ_0 . В результате по трассе магистральной трещины будет действовать не пластовое, а иное давление, равное давлению на глубине разрушения, — p_p . Поскольку $p_c > p_p$, возникает дифференциальное давление, которое определяется из выражения

$$\Delta p_p = p_c - p_p. \quad (8.7)$$

При разрушении непроницаемых горных пород давление на глубине разрушения p_p будет равно поровому ($p_p = p_n$), и выражение (8.7) становится идентичным (8.6), т.е. является частным случаем и правомерно только при определении Δp для непроницаемых горных пород.

В процессе развития магистральной трещины первоначальное давление в ее полости p_t практически равно нулю. Так как $p_c > p_t$, то над частицей по длине l возникает динамический перепад давления, который прижимает частицу к массиву породы, т.е. угнетает ее. Во избежание путаницы в отличие от дифференциального давления этот перепад давления предложено именовать угнетающим давлением p_y . В общем случае под угнетающим давлением p_y в отличие от представлений о динамическом перепаде давления понимается разность между суммарным давлением на забое p_c и давлением в трещине:

$$p_y = p_c - p_t = p_c - \theta p_p, \quad (8.8)$$

где $\theta = p_t/p_p$ — коэффициент восстановления давления в полости трещины.

Для заполнения полости трещины жидкостью и восстановления давления в ней нужно определенное время, поэтому в зависимости от времени контакта зуба долота с породой τ_k значения p_t и, следовательно, p_y будут различными. Если τ_k меньше времени заполнения t_3 объема трещины флюидом, то $p_t \rightarrow 0$ и в соответствии с выражением (8.8) получим $p_y \approx p_c$. При τ_k больше суммы времени $t_c = t_3 + t_b$, где t_b — время восстановления давления в трещине до уровня давления жидкости на глубину разрушения p_p , давление в трещине $p_t \approx p_p$, а $p_y \approx p_c - p_p$, т.е. p_y будет равно дифференциальному давлению. В общем случае с учетом τ_k имеем

$$p_c - p_p \leq p_y \leq p_c. \quad (8.9)$$

Следовательно, угнетающее давление в зависимости от условий разрушения проницаемых пород может изменяться в диапазоне значений от дифференциального давления до давления на забое скважины p_c . При разрушении непроницае-

мых горных пород диапазон изменения p_y несколько меньше.

Итак, для расчета дифференциального и утнетающего давлений необходимо знать закономерности образования фильтрационной корки, эпюру распределения давления в приповерхностном слое разрушаемой породы, время заполнения объема магистральной трещины флюидами и время восстановления давления в трещине до уровня p_p .

При разрушении горной породы на забое скважины долом поверхность забоя непрерывно обнажается, что обуславливает необходимость изучения фильтрации с учетом динамики образования фильтрационной корки.

Перераспределение давления в зоне разрушения проницаемой породы на забое и по пласту вызвано фильтратом бурового раствора, поступающего под давлением из скважины. При этом дисперсная фаза бурового раствора отлагается на поверхности забоя с движением жидкости через фильтрующий слой (осадок) при непрерывном увеличении его высоты.

Роль пористой перегородки при разрушении горной породы на забое играет проницаемая горная порода. Для этого случая получаем

$$\frac{dV}{Fdt} = \frac{p_c - p_3}{\mu r_0 x_0 V / F}, \quad (8.10)$$

где V — объем фильтрата, полученный за малый промежуток времени t с единицы площади поверхности F ; p_c — давление над фильтрационной коркой (суммарное давление на забое скважины); p_3 — давление на границе раздела фильтрационная корка — поверхность забоя; μ — динамическая вязкость фильтрата; r_0 — удельное объемное сопротивление осадка (корки); x_0 — удельная объемная концентрация твердой фазы (отношение объема осадка к объему фильтрата).

Выражение (8.10) является дифференциальным уравнением фильтрования с образованием несжимаемого осадка (корки) на поверхности горной породы в забойных условиях.

Решая совместно уравнение фильтрования (8.10) и установившейся фильтрации (в пласте всегда проявляются упругие свойства породы и жидкости) при соответствующих начальных и граничных условиях, получаем уравнения для расчета:

объема фильтрата за время t

$$V = at^{1/2}; \quad (8.11)$$

давления на границе раздела фильтрационная корка — поверхность забоя

$$p_3 = p_{\text{пл}} + \frac{a\mu\sqrt{\pi k}}{2kF}; \quad (8.12)$$

давления на глубине разрушения

$$p_p = p_{\text{пл}} + \frac{a\mu}{2kF} \operatorname{erfc} \frac{\delta_0}{2\sqrt{\kappa t}}; \quad (8.13)$$

где

$$a = \frac{F\sqrt{\pi k}}{2r_0 x_0 k} \left(\sqrt{1 + \frac{8r_0 x_0 k^2 \Delta p}{\pi k \mu}} - 1 \right); \quad (8.14)$$

$$\Delta p = p_c - p_{\text{пл}};$$

$\kappa = k/\mu\beta^*$ — коэффициент пьезопроводности; β^* — коэффициент упругости пласта; k — проницаемость породы; t — продолжительность фильтрации; erfc — символ дополнительной функции ошибок Гаусса.

Из формулы (8.11) видно, что объем фильтрата V пропорционален $\sqrt{t}$. Этот вывод подтверждается многочисленными экспериментальными данными. Так как объем осадка пропорционален объему фильтрата, то согласно уравнению (8.11) в процессе бурения при любом времени $t > 0$ на забое образуются фильтрационная корка.

Уравнение (8.11) свидетельствует о том, что при разрушении проницаемых пород на забое скважины значение p_3 не зависит от времени фильтрации и определяется в основном значениями $p_{\text{пл}}$ и Δp , параметрами пласта, качеством бурового раствора. Распределение давления по пласту (давление p_p) согласно уравнению (8.13) определяется теми же параметрами, что и p_3 , а также зависит еще от продолжительности фильтрования (частоты вращения долота) и через δ_0 — от осевой нагрузки на долото.

В нашей стране и за рубежом проводятся многочисленные исследования закономерностей разрушения горных пород в лабораторных условиях. Поэтому пользуются образцами (кернами) ограниченной длины L , причем в некоторых случаях возможно отсутствие проявлений упругих сил пласта и жидкости (коэффициент κ достаточно велик).

Рассмотрим возможность применения уравнений (8.11) и (8.12) в лабораторных условиях.

Обработка экспериментальных данных показывает, что при длине L , равной нескольким десяткам сантиметров, справедливы зависимости (8.11) – (8.13); закон перераспределения давления по длине образца можно считать квазистационарным. Необходимо определить значение p_3 и p_p .

Давление в призабойной зоне (на торце образца) $p_c = \text{const}$, на границе раздела p_3 на второй торцевой поверхности $p_L = \text{const}$. В начальный момент времени $t = 0$ фильтрационной корки нет.

По аналогии с выражениями (8.11)–(8.14) для лабораторных условий получены уравнения для расчета:

объема фильтра за время t

$$V = A(\sqrt{1+Bt} - 1); \quad (8.15)$$

давления на границе раздела фильтрационная корка — поверхность забоя

$$p_3 = p_L + \frac{p_c - p_L}{\sqrt{1 - Bt}}; \quad (8.16)$$

давления на глубине разрушения

$$p_p = p_L + \left(1 + \frac{\delta_0}{L}\right) \frac{p_c - p_L}{\sqrt{1+Bt}}, \quad (8.17)$$

где

$$A = \frac{FL}{r_0 x_0 k}; B = 2r_0 x_0 k^2 (p_c - p_L). \quad (8.18)$$

Из уравнения (8.15) следует, что при любом времени $t > 0$ на поверхности образца ограниченной длины, как и в реальных условиях бурения, образуется фильтрационная корка. Однако давление p_3 в этом случае согласно выражению (8.16) является функцией времени. В этом принципиальное различие гидродинамики в процессе разрушения кернов и породы на забое скважины, когда p_3 не зависит от времени t в соответствии с формулой (8.12).

Уравнение (8.17) справедливо, когда при фильтровании толщина фильтрационной корки со временем непрерывно увеличивается.

При разбурировании породы на стендах и забое скважины степень обнаженности поверхности породы, а следовательно,

и толщина фильтрационной корки, непрерывно изменяются. В этом случае p_3 является интегральной величиной за время t_1 от начала образования фильтрационной корки до полной очистки забоя от нее за счет отделения частиц породы от

массива, т.е. $p_3 = \frac{1}{t} \int_0^{t_1} p_3 dt$. Подставляя значения p_3 из выражений (8.12) или (8.16) в соответствии с режимом фильтрации, находим уравнение для расчета p_3 , а затем и p_p . В частности, при кристаллизационном распределении давления в процессе разбухания образцов на стенде получаем

$$p = p_L + \frac{\mu L^2 (L - x)}{r_0 x_0 k^2 t_1 (t - v_M t)} \left(\sqrt{1 - B t_1} - 1 \right). \quad (8.19)$$

При неустановившейся фильтрации в процессе разбухания образцов ограниченной длины значение p_3 определяем из выражения (8.12). Распределение давления по длине образца рассчитываем по известной методике. После соответствующих преобразований получаем:

$$\begin{aligned} p = p_{ct0} + (p_{ct0} - p_{пл}) & \left[\frac{x - v_M t}{L - v_M t} - \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1}}{n} \sin \frac{\pi n (x - v_M t)}{L - v_M t} \times \right. \\ & \times \exp \left(- \frac{\pi^2 n^2 k t}{(L - v_M t)^2} \right) \left. \right] + (p_3 - p_{ct0}) \left[\frac{L - x}{L - v_M t} - \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1}}{n} \times \right. \\ & \times \sin \frac{\pi n (L - x)}{L - v_M t} \exp \left(- \frac{\pi^2 n^2 k t}{(L - v_M t)^2} \right) \left. \right], \end{aligned} \quad (8.20)$$

где p_{ct0} — стационарное распределение давления перед началом разбухания образца.

Таким образом, независимо от условий разрушения при любом времени $t > 0$ на поверхности породы образуется фильтрационная корка. В то же время давление p_3 при разрушении пород в лабораторных условиях является функцией времени t , а в скважине не зависит от t . В количественном отношении значения p_3 и p_p в обоих случаях разные. Необходимо, чтобы p_3 и p_p в лабораторных условиях соответствовали реальным условиям разрушения.

Результаты экспериментов Б. Эванса, К.Е. Грея и других ученых подтверждают правомерность установленных теоре-

тических зависимостей и свидетельствуют о необходимости соблюдения гидродинамического подобия в лабораторных исследованиях. Иначе выводы, сделанные на основе этих работ, не будут отражать действительной картины разрушения при бурении.

Для расчета дифференциального давления при разрушении проницаемых горных пород можно воспользоваться уравнением (8.7). Подставляя в него выражения (8.13) или (8.17), получаем уравнения для расчета Δp_p :

в процессе бурения скважин

$$\Delta p_p = \Delta p - (p_3 - p_{пл}) \operatorname{erfc} \frac{\delta}{2\sqrt{\kappa t}} = \Delta p - \frac{\pi}{4r_0 x_0 \beta^* k} \times \\ \times \left(\sqrt{1 + 2,55 r_0 x_0 \beta^* k \Delta p} - 1 \right) \operatorname{erfc} \frac{\delta}{2\sqrt{\frac{\kappa t}{\beta^* \mu}}}; \quad (8.21)$$

в лабораторных условиях

$$\Delta p_p = \Delta p_L - \left(1 - \frac{\delta}{L} \right) \frac{\Delta p_L}{\sqrt{1 + Bt}}, \quad (8.22)$$

где $\Delta p_L = p_c - p_L$.

Анализ выражений (8.21) и (8.22) показывает, что при разрушении горных пород при бурении в реальных и лабораторных условиях дифференциальное давление зависит от качества бурового раствора (r_0 , x_0 , μ), фильтрационных свойств разрушаемых пород (k , κ), частоты вращения долота (t), осевой нагрузки (глубины разрушения породы δ) и перепада давления Δp . В лабораторных условиях Δp_p зависит также от размера образца L .

При разбурировании керна на стенде отношение δ/L настолько мало, что им можно пренебречь. Следовательно, Δp_p в лабораторных условиях практически не зависит от осевой нагрузки.

При бурении с промывкой водой или безглинистыми растворами предполагается отсутствие x_0 и r_0 . В этом случае $p_c = p_3$, а дифференциальное давление в соответствии с уравнениями (8.21) и (8.22) составляет $\Delta p_p = \Delta p \operatorname{erfc} (\delta/2\sqrt{\kappa t})$ и $\Delta p_p = \Delta p \delta/L$ и по абсолютному значению весьма мало.

В практике бурения и проведения лабораторных исследований, независимо от фильтрационной характеристики по-

род, для расчета дифференциального давления используют уравнение (8.6), согласно которому значение Δp определяется только значениями p_c и $p_{пл}$. Зависимость (8.21) позволяет оценить влияние природных и технических факторов на Δp_p при разрушении проницаемых горных пород.

На рис. 8.2 представлены зависимости дифференциального давления в относительных единицах ($\Delta \bar{p}_p = \Delta p_p / \Delta p$) от качества бурового раствора, проницаемости горных пород и продолжительности фильтрации.

Анализ приведенного материала показывает, что влияние x_0 , r_0 и μ на $\Delta \bar{p}_p$ качественно подобно (см. рис. 8.2). В начальный момент роста этих параметров $\Delta \bar{p}_p$ интенсивно воз-

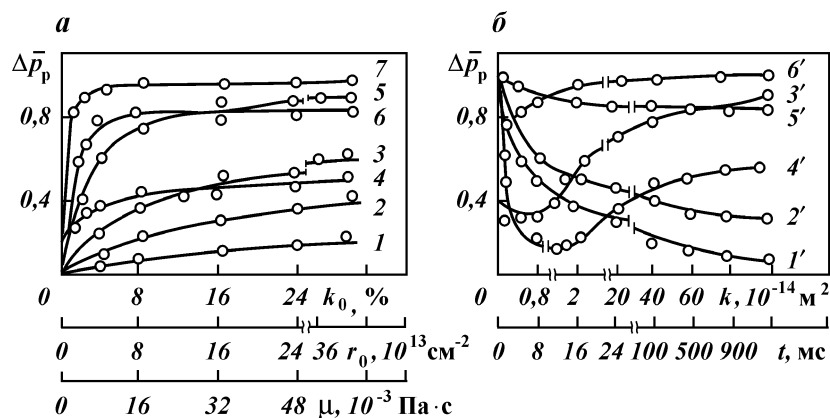


Рис. 8.2. Зависимость дифференциального давления от качества бурового раствора (а), проницаемости и продолжительности фильтрации (б):

1, 2, 7 — $\Delta \bar{p}_p = f(x_0)$; 3, 5 — $\Delta \bar{p}_p = f(r_0)$; $\text{erfc} = 0,9 \pm 0,95$; 4, 6 — $\Delta \bar{p}_p = f(\mu)$; 1' — 3' — $\Delta \bar{p}_p = f(t)$; 4' — 6' — $f(k)$; 1 — 7 и 1' — 6' — $\delta_0 = 3 \text{ мм}$; $\beta^* = 5 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$; $t = 0,03 \text{ с}$

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4	5	6	7
r_0 , см^{-2}	10^{12}	$4 \cdot 10^{12}$	—	10^{13}	—	$16,8 \cdot 10^{13}$	$5 \cdot 10^{15}$
x_0	—	—	0,01	—	0,2	—	—
k , 10^{-15} м^2	20	20	20	20	20	45	20
Δp , МПа	10	10	10	3,5	10	3,5	10
μ , $10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$	4	4	4	—	4	—	4

Номер кривой на рисунке	1'	2'	3'	4'	5'	6'
r_0 , см^{-2}	10^{12}	10^{12}	10^{15}	10^{12}	10^{13}	10^{14}
x_0	0,2	0,2	0,2	0,08	0,08	0,08
k , 10^{-15} м^2	20	20	20	—	—	—
Δp , МПа	3,5	3,5	3,5	10	10	10
μ , $10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$	20	20	20	4	4	4

растает, а затем стабилизируется. Степень влияния x_0 , r_0 и μ на $\Delta\bar{p}_p$ существенно зависит от их количественного соотношения.

В зависимости от условий разрушения Δp_p численно может приближаться к значению Δp , но всегда меньше него (рис. 8.2, а, кривые 5–7).

Влияние фильтрационных свойств горных пород на $\Delta\bar{p}_p$ намного сложнее, чем влияние качества бурового раствора (рис. 8.2, б). При разрушении непроницаемых горных пород ($k = 0$) в соответствии с выражением (8.21) $\Delta p_p = \Delta p$. При любом $k > 0$ дифференциальное давление падает, достигая минимального значения для заданных условий разрушения (см. рис. 8.2, б). Начиная с этого момента, дальнейшее увеличение проницаемости горных пород сопровождается ростом Δp_p .

С увеличением продолжительности процесса фильтрации t (с уменьшением частоты вращения долота) Δp_p уменьшается (см. рис. 8.2, б) и в зависимости от условий бурения может изменяться в несколько раз (см. рис. 8.2, б, кривые 1' и 3').

Влияние временного фактора и k на Δp_p существенно зависит от качества бурового раствора, в частности, от удельного сопротивления фильтрационной корки. Например, для поддержания Δp_p на уровне $0,45 \Delta p_p$ при r_0 , равном 10^{12} и 10^{13} см^{-2} , в первом случае время фильтрации $t = 0,008 \text{ с}$, во втором — его необходимо увеличить в 3 раза ($t = 0,024 \text{ с}$), а при $r_0 = 10^{15} \text{ см}^{-2}$ вообще невозможно достигнуть этого значения Δp при современных способах вращательного бурения (см. рис. 8.2, б, кривые 4'–6').

Следует отметить, что сделанные выводы качественно сохраняются применительно к лабораторным исследованиям. В количественном отношении могут быть существенные различия, так как на Δp в этом случае влияет еще длина образца. Допущение равенства $\Delta p_{пл} = \Delta p$ неправомерно. При изучении закономерностей разрушения горных пород в лабораторных условиях необходимо добиваться равенства $\Delta p_{р.л} = \Delta p_{р.з}$ (индексы "л" и "з" соответствуют лабораторным и забойным условиям).

Таким образом, дифференциальное давление существенно зависит от параметров режима бурения и фильтрационных свойств разрушаемых горных пород и может изменяться практически от 0 до Δp . Уравнение (8.6) является частным случаем уравнения (8.21).

Магистральные трещины распространяются в слагающей

забой породе, поры которой заполнены флюидом с объемным коэффициентом упругости $\beta_{\text{ж}}$ под давлением p_p или $p_{\text{п}}$ в зависимости от проницаемости породы. В процессе зарождения и распространения трещины в ее полости первоначально возникает давление $p_{\text{т}}$, для расчета которого составлено уравнение

$$p_{\text{т}} = p_p(p_{\text{п}}) - \frac{3}{4} \frac{h}{m\beta_{\text{ж}}R}, \quad (8.23)$$

где m — общая пористость породы; R — радиус пор (предполагается, что их форма сферичная).

Расчеты, выполненные по формуле (8.23), показывают, что для реальных условий бурения даже при незначительном раскрытии трещины h первоначальное давление в трещине, а затем в ее "голове" $p_{\text{т}} = 0$ (более точно $p_{\text{т}}$ равно давлению паров жидкости при пластовой температуре).

С гидродинамической точки зрения трещину можно рассматривать как источник, делящий полупространство на две области, на поверхности которых поддерживается давление $p_{\text{т}}$.

Решая уравнение пьезопроводности для 1-й и 2-й областей при соответствующих начальных и граничных условиях, получают:

для фильтрующихся буровых растворов

$$C_{\text{т}} = \frac{h}{\delta\beta^* p_p} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\text{Fo}_3} \frac{1}{\text{Fo}_3} \sum_{n=0}^{\infty} \exp\left(-\frac{n^2}{\text{Fo}_3}\right) d\text{Fo}_3; \quad (8.24)$$

для нефилтрующихся буровых растворов (типа ИБР)

$$C_{\text{т}} = \frac{h}{\delta\beta^* p_p} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\text{Fo}_3} \frac{1}{\text{Fo}_3} \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \exp\left(-\frac{n^2}{\text{Fo}_3}\right) d\text{Fo}_3, \quad (8.25)$$

где $\text{Fo}_3 = \kappa t_3 / \delta^2$ — безразмерное время заполнения объема магистральной трещины (число Фурье); t_3 — время заполнения; $p_p \approx p_3 - (p_3 - p_{\text{пл}}) \frac{\delta}{\pi \kappa t}$ — давление на "берегах" трещины в момент ее образования.

Левые части выражений (8.24) и (8.25) — безразмерная величина $C_{\text{т}}$, определяемая параметрами трещины (h и δ), упругостью пласта (β^*) и условиями заполнения полости трещины (p_p), а правые — время заполнения. Несобственный интеграл

правой части решается численным методом. Результаты расчетов представлены на рис. 8.3, где номограммы *I* и *II* построены соответственно для фильтрующихся и нефилтрующих буровых растворов.

Сопоставляя уравнения (8.24) и (8.25), замечаем, что левые части их равны, а правые существенно различны, т.е. при одинаковых параметрах трещины время заполнения ее зависит от качества бурового раствора, причем с увеличением раскрытия трещины или параметров C_T расхождение возрастает в десятки раз (см. рис. 8.3, *I*).

Уравнения (8.24) и (8.25) позволяют рассчитывать время заполнения с учетом конкретных условий разрушения.

Для определения времени восстановления давления в полости трещины t_b получено уравнение вида

$$\theta = \frac{p_T}{p_p} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{\pi Fo_3}} \right) \left\{ \sqrt{\frac{Fo_3}{\pi}} \left[1 - \exp\left(-\frac{1}{Fo_3}\right) \right] + \operatorname{erfc} \frac{1}{\sqrt{Fo_3}} \right\}, \quad (8.26)$$

где $Fo_b = \kappa t_b / \delta^2$ — безразмерное время восстановления давления.

Расчеты в формуле (8.26) показывают, что для достижения равенства $p_T = p_p$ ($\theta = 1$) время восстановления давления должно быть больше t_3 .

Выражения (8.24) — (8.26) справедливы в широком диапа-

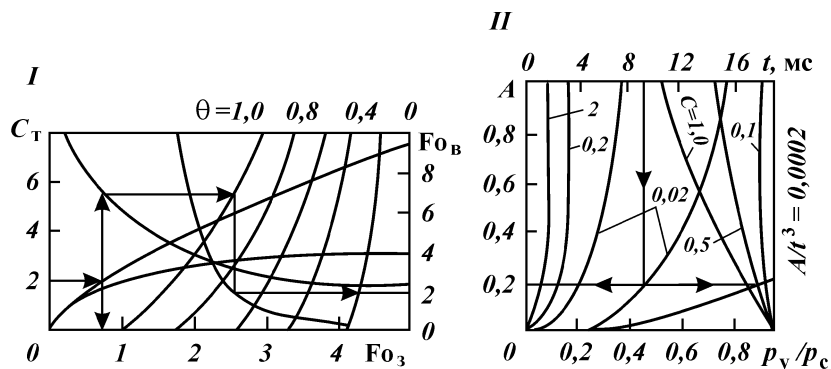


Рис. 8.3. Номограммы для расчета угнетающего давления при разрушении проницаемых (*I*) и непроницаемых (*II*) горных пород:

$$A = \frac{C_1 p_c V_{\pi} t^3}{24 \mu l^2}; \quad C_1 = \frac{p_l}{p_c}$$

зоне изменения Fo_3 . При $Fo_3 \leq 0,34$ (что соответствует многим реальным условиям бурения) выражения (8.24) и (8.25) упрощаются, и с погрешностью, не превышающей 5 %, время t_3 можно рассчитывать по формуле

$$t_3 = \frac{\pi \mu h^2}{16 k \beta^* p_p^2}. \quad (8.27)$$

Время восстановления давления при этом составляет приблизительно $1,23t_3$. Суммарное время $t_c = t_3 + t_b$, при котором $\theta = 1$, а угнетающее давление для заданных условий бурения минимально, равно $2,23t_3$.

Выражение (8.27) справедливо и при промывке водой, только вместо p_p нужно подставлять значения p_c .

Ранее установлено, что форма трещин не оказывает влияния на t_3 , t_b и p_y . Между t_3 и проницаемостью горных пород существует линейная связь в логарифмических координатах.

Проведенные исследования показывают, что при разрушении проницаемых горных пород в зависимости от условий разрушения p_y может изменяться от значения меньше дифференциального до суммарного давления на забое p_c .

При разрушении непроницаемых горных пород в отличие от проницаемых флюиды в полость магистральных трещин поступают в основном через ее "устье". Решая уравнение движения жидкости в клиновидной трещине при соответствующих начальных и граничных условиях, после соответствующих преобразований получают

$$p_y = \left(1 - 1,55 \frac{p_1^2 r_{\text{ш}}^2 \cos^2 \varphi}{p_c \mu l^2 n_{\text{ш}} z^5} + 0,73 \frac{p_1^3 r_{\text{ш}}^4 \cos^4 \varphi}{p_c \mu^2 l^4 n_{\text{ш}}^2 z^{10}} \right) p_c, \quad (8.28)$$

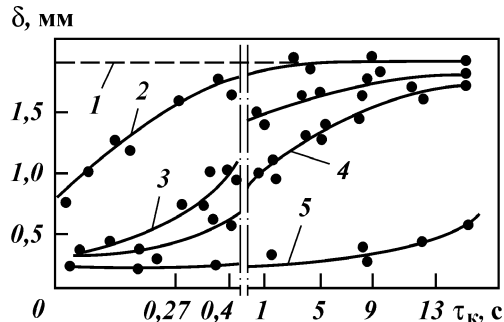
где p_1 — давление на "устье" трещины; $r_{\text{ш}}$ — радиус шарошки; $n_{\text{ш}}$ — частота вращения шарошки; z — число зубьев на рассматриваемом венце; φ — угол наклона оси цапфы шарошки; l — текущая длина магистральной трещины.

Согласно выражению (8.28) угнетающее давление при разрушении малопроницаемых горных пород зависит от параметров режима бурения, конструктивных особенностей шарошечных долот и может достигать значения $(0,5 \div 1,0)p$.

О том, что p_y может равняться p_c , свидетельствуют приведенные на рис. 8.4 экспериментальные данные. Разрушение осуществлялось при осевой нагрузке $G_{\text{А}}$, превышающей почти

Рис. 8.4. Зависимость глубины внедрения индентора в мрамор от продолжительности разрушения:

1 — атмосферные условия, $G_A = 0,33$ кН; 2–5 — $G_A = 0,6$ кН, $p_c = 30$ МПа; 2 — вода, $\mu = 10^{-3}$ Па·с; 3 — глинистый раствор, $\mu = 10^{-2}$ Па·с; 4 — глинистый раствор, $\mu = 2 \times 10^{-2}$ Па·с; 5 — глицерин, $\mu = 1,4$ Па·с



в 2 раза нагрузку, необходимую для объемного разрушения в атмосферных условиях.

Из рис. 8.4 видно, что вследствие малого давления на устье трещины p_1 суммарное время t_c даже при использовании воды достигает десятых долей секунды и значительно превышает возможное τ_k при минимальной частоте вращения ротора ($t_c \gg \tau_k$). В этом случае согласно уравнению (8.9) $p_y = p_c$. Следовательно, при объемном разрушении горных пород на забое на отрываемую частицу породы может действовать p_y , численно равное p_c . Проведенные эксперименты показывают также, что если текущая осевая нагрузка незначительно превышает значение G_A , необходимое для зарождения трещин, то скорость и продолжительность их распространения полностью определяются скоростью заполнения и восстановления давления в полости трещины. Этот вывод справедлив при разрушении всех видов горных пород.

Для ускорения расчетов t_z , t_v или p_y были составлены номограммы, которые представлены на рис. 8.3, где стрелками показана последовательность работы с номограммами.

Для реализации этого резерва повышения технико-экономических показателей бурения необходимо при разработке и внедрении новых технологий бурения и технических средств стремиться к максимальному уменьшению отрицательных последствий проявления давлений.

Исследования влияния действующих на забое факторов на механику и кинетику магистральных трещин показали необходимость повсеместного внедрения гидродинамических способов повышения показателей работы долот. Анализируя эти способы, можно выделить два из них. В одном случае повышения показателей работы долот добиваются за счет улучшения очистной и выносной способности буровых растворов, а в другом — путем воздействия на гидродинамические процес-

сы в разрушающем слое породы (в зоне разрушения). Такое деление условно, так как эти процессы взаимосвязаны и могут проявляться одновременно.

В первом случае реализуются способность потоков буровых растворов при физико-химическом воздействии на них изменять режим течения; во втором — воздействуя на гидродинамические процессы в разрушающем слое породы, регулируют (в основном снижают) напряжение в скелете породы (дифференциальное давление) и угнетающее давление.

В ряде работ показано, что некоторые добавки к глинистым растворам снижают обобщенный параметр Рейнольдса $Re''_{кр}$, изменяют режим течения, вызывая "раннюю" турбулентность. При этом резко улучшается выносная, главное, очистная способность буровых растворов. Установлено, что нефть и КМЦ-500 являются активными стимуляторами "ранней" турбулентности.

При составлении программы химической обработки буровых растворов необходимо учитывать возможное влияние реагентов на режим их течения. В первую очередь при прочих равных условиях необходимо использовать реагенты, стимулирующие "раннюю" турбулентность.

Анализируя различные способы регулирования давления в зоне разрушения при бурении глубоких скважин, можно выделить следующие: 1) регулирование общего давления на забое скважин p_c в процессе бурения; 2) местное регулирование давления в зоне разрушения породы при поддержании необходимого значения p_c ; 3) комбинированный способ регулирования при одновременном изменении p_c и давления в зоне разрушения; 4) регулирование фильтрационных свойств горной породы в зоне разрушения.

Давление рабочего агента по всему стволу скважины регулируют путем изменения его плотности ρ . Как правило, давление p_c регулируют путем дискретного снижения ρ или за счет аэрации бурового раствора. В последнем случае необходимы специальная обвязка оборудования и компрессоры.

Разработан и опробован способ плавного регулирования p_c непосредственно в процессе бурения.

В настоящее время плотность бурового раствора выбирают из расчета поддержания должного противодействия на стенки скважин $p_{ст}$ в статических условиях. Естественно, чем меньше будет ρ , тем меньше $p_{ст}$ и, следовательно, Δp_p и p_y . Однако даже в этом случае при циркуляции бурового раствора давление в скважине $p_{ц}$ возрастает по сравнению со ста-

тическими условиями, как минимум на значение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве $p_{к.п.}$, которое может достигать 1–2 МПа. Указанное противодействие может оказаться достаточным, чтобы значение v_m снизилось на 50–100 %, поэтому в процессе бурения необходимо сохранять условие $p_{ц} = p_{ст.}$ для чего необходимо снижать p на значение $\Delta p = p_{к.п.}/gH$.

Со снижением p уменьшается концентрация твердой фазы x_0 и изменяется удельное объемное сопротивление фильтрационной корки r_0 . В итоге интенсивность воздействия на гидродинамические процессы в зоне разрушения возрастает.

Преимущество разработанного способа регулирования p_c состоит также в возможности для каждого конкретного случая бурения оперативно, без остановок основного процесса, выбирать минимально допустимые значения Δp .

Однако геологические условия проводки скважин ограничивают нижние пределы изменения плотности бурового раствора. Поэтому при достижении минимально допустимых значений p_c в дальнейшем становится возможным только местное регулирование давления в зоне разрушения, что чаще всего осуществляется: а) за счет реализации эффекта Томса; б) гидромеханическими способами — использованием забойных сепараторов ЗС, эжекторных насадок и т.д.; в) регулированием частоты вращения долота; г) подбором утяжелителя определенного качества.

Рассмотрим перспективы внедрения этих способов в практику бурения.

В лаборатории бурения Грозненского нефтяного института установлено, что при 0,2%-ном содержании полиакриламида (ПАА) за счет реализации эффекта Томса скорость распространения фронта жидкости v_f в трещинах возрастает в 4–5 раз. При этом согласно описанным выше исследованиям должны уменьшаться значения Δp_p и p_y и, как следствие, возрастать эффективность разрушения горных пород и показатели работы долот.

Широкое промышленное внедрение этого способа регулирования давления, выполненное на площадях Башкирии, подтвердило возможность его применения. Значения v_m при использовании ПАА были на 20–30 % выше ранее достигнутых. Однако температурный диапазон применения ПАА ограничен.

В связи с этим был разработан и испытан забойный сепаратор ЗС, который выгодно отличается от применяемых ра-

нее своей простотой и позволяет эффективно регулировать давления в зоне разрушения независимо от температуры.

Буровой раствор в сепараторе разделяется на осветленную и переутяжеленную фракции. Осветленная фракция (фактически загрязненная вода плотностью $1080 - 1090 \text{ кг/м}^3$) поступает к долоту, а переутяжеленная — в затрубное пространство. В результате пониженной концентрации твердой фазы в жидкости, поступающей на забой, уменьшаются значения p_y и, как следствие, облегчается разрушение горных пород.

Механическая скорость проходки при использовании ЗС возрастает на $40 - 60 \%$, а в некоторых случаях и более.

Использование других механических способов местного регулирования давления при $p_c = \text{const}$ в процессе бурения в интервале $1700 - 2500 \text{ м}$ также приводило к росту v_m на $25 - 35 \%$.

В некоторых случаях снижения p_y согласно данным проведенных исследований можно добиваться регулированием частоты вращения долота n_d .

Значение n_d необходимо снижать до момента достижения давления p_y , когда при заданной осевой нагрузке будет осуществляться объемное разрушение породы. Изложенное подтверждается практическими результатами бурения, при котором уменьшение n_d сопровождалось ростом v_m .

Сортамент используемых утяжелителей с каждым годом возрастает. Естественно, качество утяжелителя через показатели свойств бурового раствора x_0 , r_0 и μ будет оказывать влияние на p_y и, как следствие, на показатели работы долота. Впервые целенаправленно это было учтено при разработке в б. ВНИИКРнефти утяжелителя новой марки — сидеритового. После определения реологических свойств сидеритового утяжелителя путем аналитических расчетов и лабораторных исследований была установлена перспективность использования его в целях снижения p_y по сравнению с применением в качестве утяжелителя баритового концентрата (А.П. Крезуб).

Данные аналитических и лабораторных исследований были подтверждены результатами промышленных испытаний сидеритового утяжелителя в ПО "Татнефть". В одинаковых геолого-технических условиях в случае использования сидеритового утяжелителя значение v_m было на $14 - 19 \%$ выше, чем при использовании баритового утяжелителя.

Таким образом, из всех марок утяжелителей следует применять тот, который обеспечивает минимальные значения p_y . Установленные зависимости позволяют оценить степень вли-

яния вида утяжелителя на показатели работы долот без проведения длительных и дорогостоящих производственных экспериментов.

Итак, в регулировании гидродинамических процессов в разрушаемом слое породы заложен мощный резерв увеличения показателей работы долот.

Между тем при реализации этого способа нельзя воздействовать на общее давление в скважине p_c . В связи с этим очевидна целесообразность применения комбинированного способа регулирования давления на поверхности с помощью системы ГЦУ и забойного оборудования, в частности с помощью ЗС. При этом можно более оперативно снижать Δp_p и p_y с учетом механических и фильтрационных свойств разбурываемых горных пород, а также параметров режима бурения.

Обобщая изложенное, можно отметить, что в настоящее время практически без дополнительных материальных затрат за счет внедрения гидродинамических способов воздействия на процесс разрушения горных пород на забое можно добиться существенного повышения технико-экономических показателей бурения скважин.

В.С. Федоров полагал, что в роторном бурении при использовании лопастных долот зависимость v_m от количества Q закачиваемой в скважину жидкости имеет вид

$$v_m = Q/(a + bQ), \quad (8.29)$$

где a и b — некоторые постоянные коэффициенты, зависящие от физико-механических свойств пород, качества бурового раствора, размеров кольцевого пространства и режимных параметров бурения.

Установлено, что имеется технологически разумный предел подачи, после которого ее повышение не приводит к заметному росту механической скорости проходки и проходки на долото.

Схема промывки забоя может заметно влиять на работу породоразрушающего инструмента. Интенсивность износа вооружения шарошек больше в центре, чем на периферии, а износ козырька и спинки лапы наибольший на высоте, примерно равной половине диаметра шарошек. Эти особенности обусловлены схемой равномерной промывки забоя. Поэтому была предложена асимметричная схема промывки забоя с блуждающим клапаном, последовательно перекрывающим одну из насадок долота (В.Г. Колесников, Э.А. Ахметшин, М.Г. Чудновский и др.). В результате эффективность долот

повысилась: скорость проходки увеличилась на 19 %, проходка на долото — на 12 %, при этом был устранен неравномерный износ узлов долота.

При удовлетворительной очистке забоя от шлама механическая скорость проходки увеличивается линейно с ростом осевой нагрузки на долото. Но эту зависимость можно довести до квадратичной путем улучшения очистки забоя до совершенства, т.е. когда шлам не попадал бы под долото на повторное измельчение. В.С. Федоров и В.С. Завьялов, пользуясь приближенным методом, установили, что для полного удаления выбуренной породы с забоя между величинами Q и D должно существовать соотношение

$$Q \geq \frac{1}{240} F_{\text{ср}} D l_{\text{ш}} n \sin(2\beta), \quad (8.30)$$

где $F_{\text{ср}}$ — средняя площадь сечения, по которому поднимается восходящий поток жидкости в области возможного захвата зубцами шарошек поднимающихся частиц; D — диаметр долота; $l_{\text{ш}}$ — число шарошек; β — угол между осями долота и шарошки.

Механическая скорость проходки при соответствующих осевой нагрузке и частоте вращения долота растет пропорционально гидравлической мощности, срабатываемой на долоте, и скорости истечения раствора из насадок долота (рис. 8.5). Чем большая часть давления затрачивается на долоте, тем выше скорость струи, лучше очистка забоя и больше гидромониторный эффект.

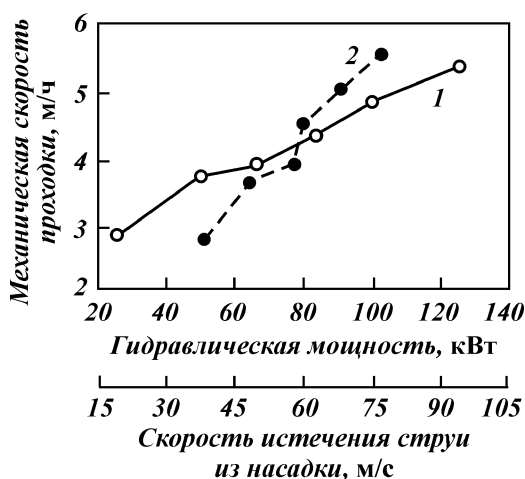


Рис. 8.5. Зависимость механической скорости проходки от гидравлической мощности, срабатываемой на долоте (1), и скорости истечения раствора из насадок (2)

Частота вращения долота оказывает различное влияние на показатели бурения. Так, при бурении шарошечными долотами увеличение n ведет к соответствующему (пропорциональному) росту числа поражений забоя зубцами шарошек, скорости удара зубцов о породу, динамической составляющей (ударной) нагрузки на долото. Все это повышает эффект разрушения породы долотом, вызывает рост механической скорости проходки. Вместе с тем указанные факторы резко сокращают долговечность долота.

При увеличении n соответственно уменьшается продолжительность τ контакта зубцов шарошек с породой (n и τ — обратно пропорциональные величины). Это снижает эффект разрушения породы, а следовательно, и механическую скорость проходки. При бурении в результате действия перечисленных факторов, обусловливаемых изменением n , получается очень сложная зависимость между n и v_m .

В.С. Федоров, В.Ф. Дудин и Ф.Д. Зенков, рассматривая погружение рабочих элементов долота в породу как движение твердого тела в сопротивляющейся среде, установили, что углубление долота за один оборот можно выразить в зависимости от частоты вращения в следующем виде:

$$\delta = A(1 - e^{-B/n}). \quad (8.31)$$

Механическая скорость проходки может быть выражена формулой

$$v_m = A(1 - e^{-B/n})n, \quad (8.32)$$

где $A = 55 \cdot 10^{-1} p_A$, $B = 0,09$; p_A — удельная нагрузка на долото, Н/м.

Графическое изображение зависимости $v_m = f(n)$ свидетельствует о наличии критического значения n , при котором $v_m = v_{m \max}$. Для мрамора $n_{кр} = 100$ об/мин. С увеличением твердости и хрупкости породы $n_{кр}$ возрастает.

Значение n_{v_m} выше при больших нагрузках на долото (рис. 8.6).

Далее критическую частоту вращения долота будем обозначать: для механической скорости проходки n_{v_m} , рейсовой скорости n_{v_p} и проходки на долото n_h .

Формула (8.32) соответствует бурению с объемным разрушением породы.

При бурении турбобуром в мягких глинистых породах значения частоты вращения должны быть понижены. В

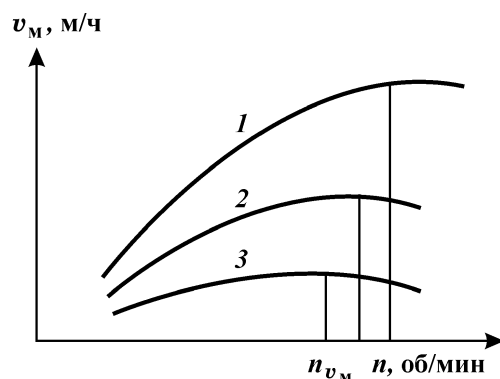


Рис. 8.6. Зависимость v_M от p_A и n :
 $1 - v_M = f(p_{A1}, n_i)$; $2 - v_M = f(p_{A2}, n_i)$; $3 - v_M = f(p_{A3}, n_i)$; $p_{A1} < p_{A2} < p_{A3}$

хрупких и пластично-хрупких породах скорость проходки v_M — возрастающая функция даже при увеличении $n > 800$ об/мин.

Уменьшение углубления за один оборот δ_{Π} с ростом n обуславливается тем, что с увеличением n снижается продолжительность τ контакта зубцов шарошки с породой.

Связь между n и τ выражается (в с) в виде

$$\tau = 60d_{\text{ш}}/D/nz, \quad (8.33)$$

где $d_{\text{ш}}/D$ — отношение диаметров шарошки и долота; n — число зубцов на наибольшем венце шарошки.

Из соотношения (8.33) следует, что τ зависит не только от n , но и от диаметров долота и шарошек.

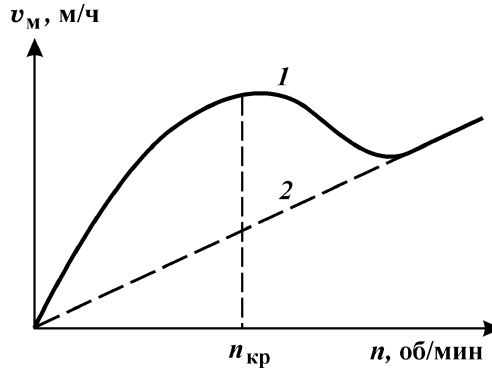
Очевидно, при прочих равных условиях, чем больше z (меньше шаг), тем меньше n_{v_M} , и наоборот, чем меньше $d_{\text{ш}}/D$, тем выше n_{v_M} . Следовательно, значение n_{v_M} зависит и от размеров долота.

Описанная зависимость $v_M = f(n)$ (8.32) относится к случаям объемного разрушения породы. Если бурят при сравнительно малых осевых нагрузках на долото, то при взаимодействии долота с породой наблюдается разрушение последней истиранием (поверхностное разрушение). В этом случае $\delta_{\Pi} = \delta_0 = \text{const}$, а следовательно, $v_M = n\delta_0$.

Имея в виду, что на практике наблюдается как объемное разрушение, так и разрушение пород истиранием, общую закономерность $v_M = f(n)$ можно представить так, как это показано на рис. 8.7.

В процессе бурения механическая скорость проходки уменьшается при условии, что процесс ведется при $p = \text{const}$

Рис. 8.7. Зависимость v_m от n :
1, 2 — поверхностное и
объемное разрушение
породы соответственно



и $n = \text{const}$. В этом случае снижение механической скорости проходки обуславливается только износом зубцов.

Относительное уменьшение механической скорости проходки происходит пропорционально времени и обратно пропорционально коэффициенту износа:

$$dv_m / v_m = -dt_{\text{в.б.}} / \theta_t,$$

где θ_t — коэффициент износа, представляющий собой логарифмический декремент убывания механической скорости проходки, равный времени, в течение которого v_m уменьшается в e раз (e — основание натурального логарифма).

Интегрируя это уравнение, получают

$$v_m = v_{m0} e^{-t_{\text{б.б.}} / \theta_t}. \quad (8.34)$$

Проходка на долото за время $t_{\text{б}}$ выражается формулой

$$h_{p0} = \int_0^{t_{\text{б}}} v_m dt = v_{m0} \theta_t (1 - e^{-t_{\text{б}} / \theta_t}). \quad (8.35)$$

На основании опытных данных А.А. Минина и А.А. Погарского можно считать, что $1/\theta_t$ изменяется приблизительно пропорционально изменению нагрузки на долото; с изменением частоты вращения величина $1/\theta_t$ увеличивается быстрее, чем растет n , особенно при больших его значениях.

Данные свидетельствуют о том, что и для проходки на долото существует критическое значение для n , и притом оно будет меньше, чем для механической скорости проходки.

Рейсовая скорость проходки

$$v_p = \frac{v_m \theta_t (1 - e^{-t_{\text{б}} / \theta_t})}{t_{\text{б}} + t_{\text{п}} + t_{\text{сп}}}, \quad (8.36)$$

где $t_б$ — время бурения; $t_{п}$ — время, необходимое на проработку и расширение ствола скважины; $t_{сп}$ — время на спуск и подъем бурильной колонны и смену долота.

Для v_p также существует критическое значение n ; численно критическое значение n для v_p меньше соответствующего значения для v_m и больше, чем для h .

Итак, $n_{v_m} > n_{v_p} > n_h$.

Осевая нагрузка на долото. При прочих равных условиях в зависимости от P_A может происходить разрушение породы либо поверхностное, либо объемное.

Объемное разрушение может наблюдаться после однократного воздействия на нее зубцов шарошек или после многих воздействий. Первые наиболее полные исследования и обобщения провел В.С. Федоров.

Влияние осевой нагрузки P_A на показатели бурения очень велико. Опытами установлено, что зависимость $v_m = f(P_A)$ весьма сложная и графически может быть представлена кривыми, изображенными на рис. 8.8.

Сложность этой зависимости обуславливается различными факторами, однако главнейшие из них — циклический характер разрушения породы, наличие шлама, покрывающего неровную поверхность забоя скважины, ограниченная высота рабочих элементов долот.

На рис. 8.8. кривая 1, соответствующая бурению при совершенной очистке забоя скважины, имеет три различных участка Oa , ab и bd , из которых Oa характеризует поверхностные разрушения породы, ab и bd соответствуют объемному разрушению. Но характер кривой участка ab зависит только от особенностей разрушения, а кривой участка bd —

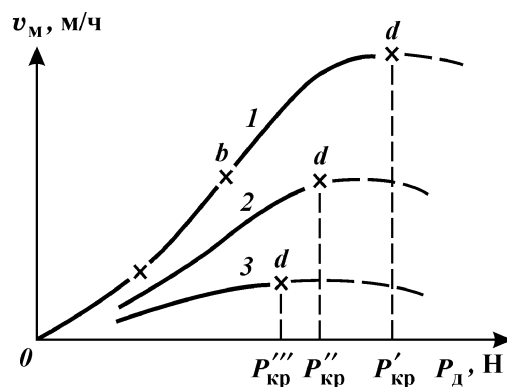


Рис. 8.8. Изменение механической скорости проходки v_m от осевой нагрузки P_A

от особенностей разрушения и глубины погружения рабочих элементов долота, в частности при бурении шарошечными долотами, имеющими ограниченную высоту зубцов шарошек.

Экстремальное значение функции $v_m = f(P_A)$ обуславливается ограниченной высотой зубцов.

Наличие шлама ведет не только к снижению механической скорости проходки, но и к тому, что v_m как функция P_A достигает максимума при меньших значениях P_A .

Кривая 2 (см. рис. 8.8) соответствует так называемому "нормальному" положению на забое скважины, когда зашламление (по высоте) не превышает $1/4 - 1/6$ высоты наиболее низких зубцов шарошек, а кривая 3 — бурению при неудовлетворительной промывке скважины, когда на забое имеется значительное количество шлама.

Итак, чем больше шлама на забое, тем раньше наступает максимум v_m как функции P_A и тем меньше величина этого максимума.

При высокой частоте вращения долота максимум для $v_m = f(P_A)$ наступает при больших значениях P_A , чем при низкой частоте. Отрицательное влияние шлама на v_m при более высокой величине n значительнее, чем при более низкой.

Осевая нагрузка, когда v_m достигает максимума, называется критической $P_{кр}$. Иногда с ростом осевой нагрузки на долото механическая скорость проходки не увеличивалась, а значительно снижалась. Все это относится к тем случаям, когда к моменту увеличения P_A бурили при $P_A \geq P_{кр}$.

Долговечность шарошечных долот изменяется обратно пропорционально P_A в некоторой степени $y = 0,40 \div 0,45$. Вероятно, показатель степени зависит от погружения зубцов шарошки. Когда зубцы не погружены в породу, P_A больше влияет на разрушение долота, чем при погружении зубцов в породу.

С увеличением P_A растут v_m и h . Следовательно, сокращается время собственно на бурение скважины и спускоподъемные операции (в результате уменьшения числа этих операций, числа смен долота). С ростом P_A увеличивается и рейсовая скорость проходки v_p .

При увеличении n механическая скорость возрастает, но проходка на долото уменьшается. Следовательно, в этом случае общая продолжительность спускоподъемных операций растет.

Для проходки на долото h и рейсовой скорости проходки v_p также имеются критические значения осевой нагрузки P_A .

которые обозначим соответственно $P_{\Delta v_p}$ и $P_{\Delta h}$. Между этими критическими значениями существуют соотношения

$$P_{\Delta v_m} > P_{\Delta v_p}, \quad P_{\Delta v_m} > P_{\Delta h} \quad \text{и} \quad P_{\Delta v_p} \geq P_{\Delta h}.$$

Значение показателей степени при P_{Δ} колеблется в пределах $1,1-1,5$; чаще $y = 1,1$, а $y_1 = 0,40 \div 0,45$.

Если диапазон изменения n и P_{Δ} сравнительно невелик, то можно пользоваться формулой

$$\frac{v_{m1}}{v_{m2}} = \frac{n_1 P_{\Delta 1}}{n_2 P_{\Delta 2}}.$$

В зарубежной нефтегазовой промышленности нет единых твердо установленных и обоснованных параметров режима бурения, которые рекомендовались бы для разбуривания пород с различными механическими свойствами. Для каждого района имеются параметры режима бурения, которые считаются наилучшими.

Большинство фирм, как тех, которые ведут бурение на промыслах, так и тех, которые выпускают долота, рекомендуют бурить при высоких нагрузках из расчета $1-3 \text{ т}$ на $1''$ диаметра долота, при больших количествах бурового раствора, обеспечивающих скорость восходящего потока в кольцевом пространстве $0,7-1,2 \text{ м/с}$, при относительно низкой частоте вращения ротора (долота) — в пределах $150-200 \text{ об/мин}$, но не выше 300 об/мин .

С увеличением размера долота осевую нагрузку увеличивают примерно пропорционально диаметру долота. При бурении в крепких породах применяют более высокие нагрузки на долото, чем в мягких породах.

8.4. РАЦИОНАЛЬНАЯ ОТРАБОТКА ДОЛОТ

Долота рационально отрабатывают (по В.С. Федорову) в том случае, если бурят при оптимальном сочетании параметров режима бурения; подача равномерная, т.е. бурят при минимальных значениях $\frac{P_{\Delta \max} - P_{\Delta \min}}{P_{\text{в.ср}}}$ и $\frac{n_{\max} - n_{\min}}{n_{\text{ср}}}$; продолжительность работы долот выбирают из расчета полу-

ния максимальной рейсовой скорости проходки или максимальной стойкости опор долота. Если хотя бы одно из этих условий не соблюдают, то нельзя считать, что долота отрабатывают рационально.

Опытами установлено, что если увеличивается какой-нибудь параметр режима бурения, а другие остаются постоянными или изменяются, не обеспечивая оптимального сочетания между параметрами, то при этом чаще всего темп углубления скважины снижается. А если и происходит некоторое увеличение показателей бурения, то сравнительно небольшое. При таких условиях отработка долот не может быть рациональной.

Так как параметры режима бурения n , P_A и Q оказывают различное влияние на механическую скорость проходки и износостойкость долота, следовательно, оптимальное соотношение между ними отвечает наиболее высокой рейсовой скорости проходки, т.е. наивыгоднейшие значения n , P_A и Q определяются из системы уравнений

$$\partial v_p / \partial n = 0; \partial v_p / \partial P_A = 0; \partial v_p / \partial Q = 0, \quad (8.37)$$

если при этом будут выполнены соответствующие требования ко вторым производным.

В турбинном бурении часто рациональное соотношение между P_A , n и Q не соответствует оптимальному режиму работы турбобура. Нередко наиболее высокие показатели эффективности отработки долот получают при работе турбобура в области тормозных режимов.

Если в процессе бурения контролировать только осевую нагрузку, то частота вращения долота колеблется до ± 300 об/мин. Такие колебания n объясняются рядом причин, но главная из них — неравномерность подачи долота (бурильной колонны).

Так как в турбинном бурении $Q = \text{const}$, частота вращения долота $n = \varphi(P_A)$, естественно, что при всяком изменении P_A обязательно будет изменяться и n , причем абсолютная величина колебания будет зависеть от коэффициента K (сброса на 0,01 МН нагрузки).

Опыты показали, что во всех случаях, когда долото подается неравномерно, происходят колебания n , в результате чего эффективность работы долота снижается на 15–25 % и более.

Ориентируясь на рациональную отработку долот, нужно добиваться равномерной подачи бурильной колонны, чтобы колебания n не превосходили 50–80 об/мин.

Чтобы достичь равномерной подачи, следует применять регуляторы подачи долота. Но вследствие неровностей на забое скважин и некоторого скольжения шарошек сопротивления, встречаемые долотом, постоянно изменяются, а при этом изменяется и n . Турбинное бурение всегда ведется с некоторым колебанием n , если даже при бурении $P_A = \text{const}$ и $Q = \text{const}$.

Рациональная отработка долот невозможна, если нет критериев для определения времени, когда необходимо сменить долото.

Многолетний производственный опыт показывает, что у шарошечных долот наиболее изнашиваются два узла: опоры и рабочая поверхность. Применяемые долота делят на две группы: у одних $T_f \ll T_z$, у других $T_f \gg T_z$, где T_f и T_z — износостойкость соответственно опор и рабочей поверхности долот. Очевидно, в зависимости от соотношения между T_f и T_z метод определения продолжительности эффективной работы долота на забое должен быть различным.

Если $T_f \ll T_z$, то в процессе бурения еще задолго до наступления износа рабочей поверхности при высокой механической скорости проходки начинается расстройство опор долота: нарушается плавное качение роликов в большом подшипнике, наблюдается заклинивание роликов, прекращается качение шарошек, создаются значительные сопротивления вращению долота.

В роторном бурении периодически (в момент заклинивания шарошки) резко увеличивается мощность, требуемая на бурение.

В турбинном бурении при нарушении качения роликов в подшипнике долота приемистость турбобура относительно осевой нагрузки уменьшается. Турбобур начинает останавливаться при осевой нагрузке P_A меньшей, иногда значительно меньшей, первоначальной $P_{A, \text{нач}}$. Если бурят при параметрах, соответствующих области тормозных режимов работы турбобура, то указанное явление может быть выражено более резко.

Если начинает нарушаться плавность качения опорных элементов долота, заклиниваться шарошки, то может произойти авария с долотом. Заметив это, бурильщик должен прекратить бурение и поднять долото для его смены.

Если для разбуривания нефтяного или газового месторождения длительное время применяют долота одного типа, то на основании статистических материалов для них можно установить время T , в течение которого наступает расстройство

опор; это будет рациональное время эффективной работы долота на забое T_p . После того как долото проработало на забое время $T_p = T$, если необходимо поднять, если даже при этом наблюдается еще сравнительно высокая механическая скорость проходки.

Итак, если $T_f \ll T_z$, то $T_p = T_f$.

Если рабочая поверхность изнашивается быстрее опор ($T_z < T_f$ или $T_z \approx T_f$), то время эффективной работы долота на забое следует определять из условия износа его рабочей поверхности. Многочисленные исследования показали, что при этом наиболее правильно T_p определять из условия максимума рейсовой скорости проходки v_p .

Для рейсовой скорости проходки можно применять приближенное выражение

$$v_p = \frac{h_{pA}}{t_6 + t_{\Pi} + t_{\text{сп}}}. \quad (8.38)$$

Исследуя функцию на максимум, получаем при $dv_p/dt_6 = 0$

$$\frac{dh_{pA}}{dt_6} = \frac{h_{pA}}{t_p + t_{\Pi} + t_{\text{сп}}}.$$

Так как $dh_{pA}/dt_6 = v_m$, то

$$v_m = v_p. \quad (8.39)$$

Следовательно, с технической точки зрения долото на забое следует использовать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости проходки. Это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое T_p .

В этом случае при определении времени подъема долота можно руководствоваться механической скоростью проходки. Долото нужно поднимать после того, как механическая скорость проходки, уменьшаясь с течением времени, достигнет значения

$$v_m = k_0 v_{\text{м.ср}},$$

где $v_{\text{м.ср}}$ — средняя механическая скорость проходки, м/ч; k_0 — коэффициент, определяемый опытным путем.

Значение k_0 зависит от соотношения между t_6 и $t_{\text{сп}} + t_{\Pi}$ и удовлетворяет условию $0 < k_0 < 1$.

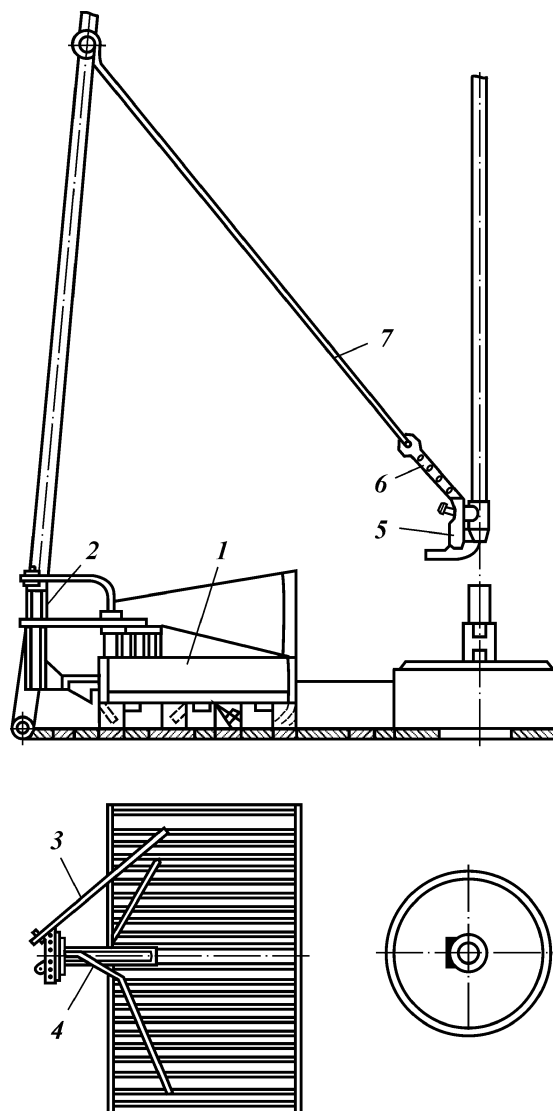


Рис. 8.9. Принципиальная схема работы автомата установки свечей АУС-3:
 1 — металлический подсвечник; 2 — упор; 3 — направляющая труба; 4 —
 отклоняющая труба; 5 — крюк-сбрасыватель; 6 — стяжка; 7 — канат

После полного износа долота (или по иным причинам) колонну бурильных труб приподнимают на несколько метров и промывают скважину до тех пор, пока плотности бурового раствора, закачиваемого в скважину и выходящего из нее, не сравняются. В это время подготавливают для спуска в скважину новое долото и проверяют состояние оборудования и спускоподъемного инструмента. Затем поднимают инструмент из скважины.

Для ускорения работ по установке свечей на подсвечник после их отвинчивания применяют автоматическую установку свечей АУС-3. В этом случае обычный подсвечник заменяют металлическим 1 (рис. 8.9) с распределителем свечей в виде перегородок, выполненных из швеллеров и делящих подсвечник на 10 ячеек. В ячейке между швеллерами уложены деревянные брусья, на которые устанавливают свечи.

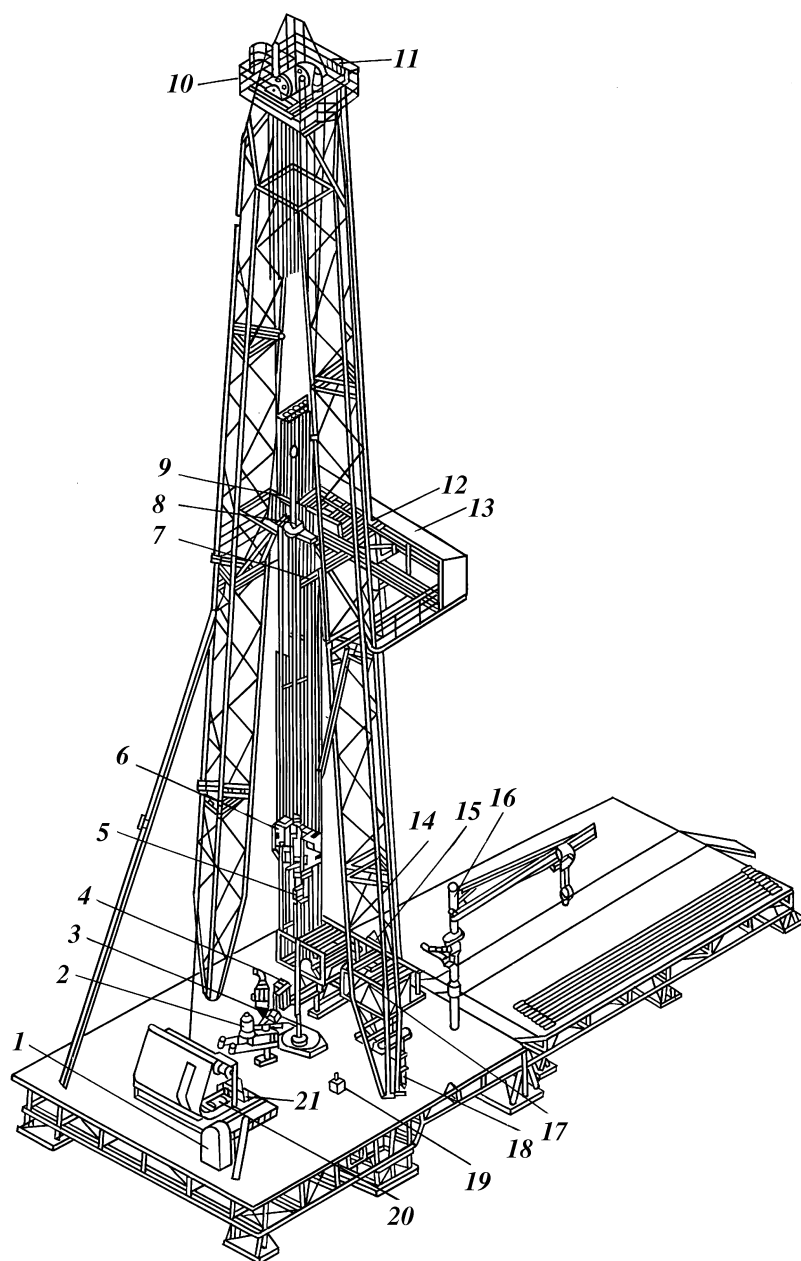
Каждую ячейку, кроме крайних, закрывают створкой. При нагрузке очередной ячейки трубами створка ее открыта и фиксируется в этом положении направляющей трубой 3, которую одним концом устанавливают на палец откидного упора 2. Подсвечник имеет центральный коридор, по которому свеча движется к откидному упору 2. Для направления свечи в соответствующую ячейку устанавливают отклоняющую трубу 4, один конец которой надевают на стойку центрального коридора, а второй помещают в паз откидного упора 2.

После отвинчивания свечи на ее нижний конец надевают крюк-сбрасыватель 5. При опускании свечи, опирающаяся на крюк-сбрасыватель, отклоняется в сторону по дуге, радиус которой равен расстоянию от точки подвески до крюка, и проходит по коридору подсвечника. При ударе крюка куком об упор 2 свеча освобождается и, оттолкнувшись о него, направляется трубой 4 вдоль трубы 3 в открытую секцию подсвечника.

Работы по спуску и подъему колонны бурильных труб облегчаются и ускоряются при использовании пневматических ключей и клиньев, а также комплекса механизмов АСП.

Для раскрепления, развинчивания и свинчивания бурильных и обсадных труб применяют автоматический буровой ключ АКБ, устанавливаемый между лебедкой и ротором со стороны его приводного вала. Механизацию и частично автоматизацию спуска и подъема бурильной колонны со значительным совмещением операций без привлечения к работе наверху второго помощника бурильщика проводят с помощью комплекса механизмов АСП (рис. 8.10).

В случае использования элеваторов для наращивания ко-



лонны бурильных труб время может быть существенно уменьшено, если вместо двух элеваторов применять три. Время на наращивание может быть сокращено на 30 %.

Спуск колонны обсадных труб в скважину аналогичен описанному выше спуску колонны бурильных труб (свечей).

8.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

Установление режимов бурения для проходки тех или иных пачек пород на основе данных о работе применяемых долот в этих пачках является наиболее точным, если при этом учтен опыт бурения на соседних площадях, а также результаты соответствующих теоретических и экспериментальных исследований.

По отдельным пачкам для турбобуров каждого типоразмера и определенных скоростей вращения ротора составляют таблицы количественных показателей работы долот и параметров режима бурения, зафиксированных при проходке этих пачек в соседних пробуренных скважинах. Результаты расчетов сводятся в таблицу, по данным которой выбирают режимы.

Проектирование режимов бурения аналитическим методом (по В.С. Федорову и В.Г. Беликову)

Для проектирования режимов бурения расчетным путем необходимо знать твердость p_{ϕ} разбуриваемых пород в условиях забоя, предел текучести $p_{0\phi}$ пород в этих условиях и другие свойства пород (критическое напряжение σ , абразивность, пластичность и т.д.). Аналитический метод проектирования режимов бурения может быть использован в том случае, если нет промысловых статистических данных о работе долот на данной площади или в данном интервале, а также если нужно уточнить параметры режима бурения, выбираемые на основе промысловых статистических данных, для выявления потенциальных возможностей технической оснащенности буровых установок и т.д.

Определение осевой нагрузки на долото. Минимальную осевую нагрузку на долото (в кН), при которой объемное разрушение породы имеет преобладающее значение, можно определить следующим образом:

а) для упругохрупких и упругопластичных пород

$$G_{0t} = 0,1P_{\phi}F_t \quad (8.40)$$

б) для пород, не дающих хрупкого разрушения, т.е. для пластичных пород,

$$G_{0t} = 0,1P_{0\phi}F_t \quad (8.41)$$

где F_t — опорная площадь рабочей поверхности долота, см²; P_{ϕ} и $p_{0\phi}$ — в МН/м².

Максимальную осевую нагрузку (кН) на шарошечное долото, при которой поверхностное разрушение упругохрупких и упругопластичных пород еще имеет преобладающее значение, находят по формуле

$$G_{nt} = 0,1p_{y\phi}F_t \quad (8.42)$$

где $p_{y\phi}$ — предел усталости породы в условиях забоя, МН/м².

Если бурение ведется в породах, не дающих хрупкого разрушения, то поверхностное разрушение начинается при осевой нагрузке на долото, меньшей G_{0t} .

Усталостно-объемное разрушение породы преобладает при осевой нагрузке на долото G_{yt} причем

$$G_{nt} < G_{yt} < G_{0t} \quad (8.43)$$

Если известно критическое напряжение σ породы в барах, то осевую нагрузку G_{0t} в килоньютонах на долото можно подсчитать по формуле

$$G_{0t} = 0,1\sigma F_t \quad (8.44)$$

Поверхностные разрушения горных пород, не дающих хрупкого разрушения, наблюдаются при $G < G_{0t}$.

Максимальную осевую нагрузку на долото (в кН) при разбуривании пластичных пород шарошечными долотами, исходя из особенностей разрушения этих пород при бурении, можно определить по формуле

$$G_{vt} = 0,1p_{0\phi}F\sigma_{m,\Delta t} \quad (8.45)$$

или по формуле

$$G_{vt} = 0,1\sigma F_{\delta_{m,\Delta t}} \quad (8.46)$$

где $F_{\delta_{m,\Delta t}}$ — уравнивающая площадь долота при максимально допустимом погружении $\delta_{m,\Delta t}$ его рабочих элементов в породу, см²;

$$\delta_{\text{м.д.т}} = \left(\frac{3}{4} + \frac{5}{6} \right) h_{\text{з.м.т}}; \quad (8.47)$$

$h_{\text{з.м.т}}$ — высота самых низких зубцов долота.

Осевая нагрузка на долото, скорость вращения его и подача промысловой жидкости не должны превышать величин, обуславливаемых техническими возможностями буровой установки.

Пример 1. Определить осевые нагрузки $G_{0\text{т}}$, $G_{\text{у.т}}$ и $G_{\text{п.т}}$ на трехшарошечное долото. Опорная площадь $F_1 = 1,46 \text{ см}^2$, $p_{\text{ф}} = 1290 \text{ МН/м}^2$ и $p_{\text{у.ф}} = 4750 \text{ бар}$.

Минимальную осевую нагрузку на долото при преобладающем значении объемного разрушения породы подсчитываем по формуле (8.40):

$$G_{0\text{т}} = 0,1 \cdot 1290 \cdot 1,46 = 188,3 \text{ кН}.$$

По формуле (8.42) находим осевую нагрузку на долото при преобладающем значении поверхностного разрушения породы:

$$G_{\text{п.т}} = 0,1 \cdot 475 \cdot 1,46 = 69,3 \text{ кН}.$$

Согласно неравенству (8.43) усталостно-поверхностное разрушение породы при рассматриваемых условиях имеет преобладающее значение при осевых нагрузках на долото, заключенных в пределах от 69,3 до 188,3 кН, т.е.

$$69,3 < G_{\text{у.т}} < 188,3 \text{ кН}.$$

Пример 2. Определить максимальную осевую нагрузку на шарошечное долото, если $p_{0\text{ф}} = 196 \text{ МН/м}^2$ и $F_{\delta\text{м.д.т}} = 2,03 \text{ см}^2$.

По уравнению (8.45) имеем

$$G_{\text{вт}} = 0,1 \cdot 196 \cdot 2,03 = 39,8 \text{ кН}.$$

Определение частоты вращения долота. Объемное разрушение горной породы при бурении зависит не только от выбора требуемой осевой нагрузки на долото но и от подбора соответствующей продолжительности τ контакта зубьев шарошек с породой. Минимально необходимая продолжительность $\tau_{\text{м.п}}$ контакта зависит от свойств породы и других факторов и колеблется в пределах от 3 до 8 мс.

Максимально допустимую частоту вращения (об/мин) шарошечного долота для обеспечения минимально необходимой продолжительности контакта зубьев с породой определяют по формуле

$$n_{\text{м.д}} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{\text{ш}}}{\tau_{\text{м.п}} z D}, \quad (8.48)$$

где $d_{\text{ш}}$ — диаметр шарошки; $\tau_{\text{м.п}}$ — в мс; z — число зубьев

на периферийном венце шарошки; D — диаметр долота (у современных шарошечных долот отношение $d_{ш}/D$ колеблется в пределах от 0,595 до 0,7).

При расчетах можно принимать $\tau_{м.п} = 6\div 8$ мс для упруго-хрупких пород, $\tau_{м.п} = 5\div 7$ мс — для упругопластичных и $\tau_{м.п} = 3\div 6$ мс — для пород, не дающих хрупкого разрушения (пластичных).

Пример 3. Определить максимально допустимую частоту вращения долота из условия обеспечения объемного разрушения упругопластичной горной породы, если диаметр шарошек 95 мм, диаметр долота 145 мм, число зубьев на периферийном венце $z = 19$.

Принимая $\tau_{м.п} = 6$ мс, по формуле (8.48) находим, что

$$n_{м.д} = 0,6 \cdot 10^5 \frac{95}{6 \cdot 19 \cdot 145} \quad 345 \text{ об/мин.}$$

При поверхностном разрушении породы долотами всех типов (шарошечными, лопастными и фрезерными) механическая скорость проходки возрастает прямо пропорционально увеличению скорости вращения долота до практически применяемых в настоящее время скоростей вращения долота.

Проектирование режимов бурения расчетным путем для алмазных долот

Работами УФНИПИ (Н.Ф. Каграманов и др.) установлено, что разрушение упругохрупких и упругопластичных пород при алмазном бурении является результатом эффективного объемного разрушения скалыванием и сдвигом, но не истирания и микрорезания. Поэтому одним из условий при подборе рациональных параметров режима бурения является обеспечение усталостного и объемного разрушения породы на забое. Основными критериями при выборе параметров режима алмазного бурения должны быть допустимая нагрузка на алмазы и критическая окружная скорость, определяемые соответственно прочностью алмазов и существующими нормами промывки и твердости пород.

Нагрузку на долото (кН) рекомендуется определять по формуле

$$G = 0,1ap_{ш}S_k, \quad (8.49)$$

где a — коэффициент, учитывающий характер разрушения породы на забое и прочность алмазов (для условий бурения

отечественными алмазами в Башкирской АССР коэффициент a принимается равным $0,5-0,8$); $p_{ш}$ — твердость породы по штампу в МН/м²; S_k — контактная площадь алмазов, установленных на торцовой части долота, см², для практических расчетов можно пользоваться формулой

$$S_k = 0,03d_c K_T \text{ (мм}^2\text{);} \quad (8.50)$$

$0,03$ — коэффициент, характеризующий степень внедрения алмазов при хрупком разрушении породы; K_T — количество алмазов на торцовой поверхности долота; d_c — средний диаметр алмазов, мм.

Значения контактных площадей для основных типоразмеров долот и коронок конструкции УФНИПИ приведены в табл. 8.1.

Рекомендуемые нагрузки на алмазные коронки и долота УФНИПИ (в кН) приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.1

Типоразмер долота или коронки	Контактная площадь торцовых алмазов, мм ²	Типоразмер долота или коронки	Контактная площадь торцовых алмазов, мм ²
АДУ-1-116,5	25	АКУ-158/105	36,0
АКУ-4-142,5/72	36,4	АДУ-1-186	102,0
АДУ-2-142,5	45,0	АКУ-6-186/105	46,0
АКУ-5-158/86	30,0	АКУ-5м-208/94	63,0
САДУ-1-158	60,0		

Таблица 8.2

Породы	№ 6		№ 7		№ 8		№ 9
	142,5/67	142,5	158/84	161	186/72	186	208/94
Твердые малоабразивные породы (плотные ангидриты, известняки, доломиты, мергели), $p_{ш} = 1960$ МН/м ²	44—54	59—69	49—59	78—88	88—98	157—178	98—118
Плотные абразивные породы (песчаники, алевролиты), $p_{ш} = 1720$ МН/м ²	39—49	49—59	43—49	68—78	78—84	137—147	88—103
Трещиноватые породы (известняки), $p_{ш} = 1180$ МН/м ²	26—34	35—41	29—34	47—53	53—59	98—108	59—69

Таблица 8.3

Способ бурения	Диаметры долот, мм			
	142	158	186	208
Роторный	7–10	9–11	12–15	14–18
С применением забойных двигателей	12–14	14–16	22–28	24–28

Рекомендуемая производительность насосов при алмазном бурении (в л/с), рассчитанная по формуле (8.54), приведена в табл. 8.3.

В начале бурения новым долотом нагрузка не должна превышать 5–10 кН. Для трещиноватых пород расчетные нагрузки рекомендуется уменьшать на 50 %.

Количество промывочной жидкости (л/с) рекомендуется определять по формуле

$$Q = K_0 S_3, \quad (8.51)$$

где K_0 – размерный коэффициент очистки (охлаждения) забоя, характеризующий расход жидкости на площади забоя 1 см² за 1 с, см³/(с·см²); значение K_0 колеблется от 0,06 до 0,10 см³/(с·см²); S_3 – площадь забоя скважины, см².

Частота вращения алмазных долот (об/мин) определяется исходя из критической окружной скорости $\omega_{кр}$ коронки диаметром D :

$$n = 60\omega_{кр}/(\pi D), \quad (8.52)$$

где D – в м и $\omega_{кр}$ – в м/с.

Значение $\omega_{кр} = 3\div 5$ м/с. При большей скорости наблюдается зашламление алмазных долот.

При бурении плотных, монолитных, малоабразивных пород увеличение частоты вращения неопасно. При бурении трещиноватых неоднородных пород высокая частота вращения может привести к выкрашиванию алмазов. Рекомендуется для долот диаметром 142 мм частота вращения до 400 об/мин, а для долот диаметром 158, 186 и 208 мм она не должна превышать соответственно 350, 300 и 250 об/мин.

Исследованиями УФНИПИ также установлено, что требуемая мощность для алмазного бурения пропорциональна скорости вращения и нагрузке. Удельное значение мощности составляет 0,157–0,170 кВт на 1 см² забоя. Момент на долоте пропорционален нагрузке. Удельное значение момента составляет 20–30 кН·м.

Проектирование режимов бурения путем пересчета

Проектировать режимы бурения путем пересчета можно, если на данной площади или в данных пачках породы бурили долотами определенного типоразмера и выявилась необходимость перехода на долота других типов или диаметров. При этом сначала устанавливают рациональные режимы бурения для долот применяемых типоразмеров на основе имеющихся промысловых статистических данных о работе этих долот, а потом эти режимы пересчитывают для долот требуемых типов и диаметров.

Определенные таким образом параметры режимов бурения должны быть уточнены с учетом технических возможностей буровой установки.

При переходе на долото другого типа осевую нагрузку на долото определяют по формуле

$$G_M = G_C \frac{\eta_{zM} t_{zM}}{\eta_{zC} t_{zC}} \quad (8.53)$$

или по формуле

$$G_M = G_C \frac{F_{\delta M, \Delta M}}{F_{\delta M, \Delta C}}, \quad (8.54)$$

где G — осевая нагрузка на долото; η_z — коэффициент перекрытия долота; t_z — шаг зубьев; z — число зубьев на периферийном венце; индекс "с" относится к долотам, которыми велось бурение и для которых установлен рациональный режим бурения на основе промысловых статистических данных о работе этих долот, а индекс "м" — к долотам, которыми предполагается вести бурение.

Частоту вращения долот (об/мин) можно пересчитать по формуле

$$n_M = n_C \frac{d_{ш.М} z_C}{d_{ш.С} z_M}, \quad (8.55)$$

где $d_{ш}$ и z — то же, что и в уравнении (8.48).

Подачу промывочной жидкости в роторном бурении и при бурении электробурами можно оставить без изменения или несколько повысить (так как при переходе на долото другого типа процесс разрушения породы пойдет более интенсивно, а следовательно, должна быть более интенсивной и промывка).

В турбинном бурении изменение подачи промывочной жидкости может быть вызвано не только технологическими (промывка), но и энергетическими условиями вследствие изменения момента сопротивления на долоте или при переходе на другой тип турбобура (например, с односекционного на двухсекционный) и т.д.

Пример 4. Определить осевую нагрузку на долото № 11 типа М ($\eta_{zm} = 1,14$ и $t_{zm} = 30$ мм), если при бурении долотами типа С такого же диаметра $\eta_{zc} = 1,35$ и $t_{zc} = 25$ мм) рациональная осевая нагрузка на долото составляет 103 кН.

По формуле (8.53)

$$G_m = 103 - \frac{1,14 \cdot 30}{1,35 \cdot 25} = 104,3 \text{ кН.}$$

Пример 5. Определить частоту вращения долота ЗБ11МЛ ($d_{шм} = 170$ мм, $z_m = 18$), если при бурении долотами ЗБ11С ($d_{шс} = 173$ мм, $z_c = 21$) рациональная частота вращения долота составляла 295 об/мин.

Частоту вращения долота определяем по формуле (8.55)

$$n_m = 295 - \frac{170 \cdot 21}{173 \cdot 18} = 338 \text{ об/мин.}$$

При переходе на долота меньшего диаметра стремятся сохранить одинаковые условия разрушения проходимых пород, т.е. одинаковые механические скорости проходки. Это может быть достигнуто, если при уменьшении диаметра долота не будет допущено снижения частоты вращения долота, удельной нагрузки на породу и степени очистки забоя и долота от выбуренной породы и промывки ствола скважины.

Осевую нагрузку на долото можно определить по формуле

$$G_2 = G_1 \frac{\eta_{z2} t_{z2} D_2}{\eta_{z1} t_{z1} D_1}, \quad (8.56)$$

где D — диаметр долота; индекс "1" относится к долотам большего диаметра, которыми велось бурение и для которых установлен рациональный режим бурения на основе промысловых статистических данных о работе этих долот; индекс "2" — к долотам меньшего диаметра, которыми предполагается бурить.

Если исходить из условия равенства механической скорости проходки, то $n_2 = n_1$; если исходить из условия $\tau_{м.п} = \text{const}$, то частоту вращения долота (об/мин) можно подсчитать по формуле

$$n_2 = n_1 \frac{d_{ш2} z_1 D_1}{d_{ш1} z_2 D_2}. \quad (8.57)$$

Подачу промывочной жидкости (л/с), исходя из технологических условий, определяют по формуле

$$Q = \lambda Q_1 \frac{D_2^2 - d_2^2}{D_1^2 - d_1^2}, \quad (8.58)$$

где λ — коэффициент, учитывающий увеличение стесненности кольцевого пространства при переходе на долота меньшего диаметра (значение этого коэффициента при уменьшении диаметра долота на один номер можно принимать 1,07–1,21); d — наружный диаметр буровых труб.

Пример 6. Определить осевую нагрузку на долото ЗБ9С ($\eta_{z2} = 1,36$, $t_{z2} = 18$ мм и $D_2 = 214$ мм), если рациональная осевая нагрузка на долото ЗБ11С ($\eta_{z1} = 1,35$, $t_{z1} = 25$ мм и $D_1 = 269$ мм) составляет 147,5 кН.

По формуле (8.56)

$$G_2 = 147,5 \frac{1,36 \cdot 18 \cdot 214}{1,35 \cdot 25 \cdot 269} = 85,1 \text{ кН.}$$

Пример 7. Определить подачу промывочной жидкости при бурении долотами № 9 с использованием буровой колонны диаметром 141 мм, если рациональная подача промывочной жидкости при бурении долотами № 11 с использованием буровой колонны диаметром 168 мм составляет 39 л/с.

Принимая $\lambda = 1,14$, по формуле (8.61) находим, что

$$Q = 39 \frac{1,14 \cdot (214^2 - 141^2)}{269^2 - 168^2} = 26,6 \text{ л/с.}$$

Подачу промывочной жидкости (л/с) в турбинном бурении в зависимости от энергетических условий при переходе на долота меньшего диаметра можно определить по формуле

$$Q_2 = Q_1 \frac{D_2}{D_1} \sqrt{\frac{A_{m1}}{A_{m2}}}, \quad (8.59)$$

где A_{m2} и A_{m1} — параметр A_m соответственно для турбины меньшего диаметра и для турбины большего диаметра,

$$\frac{H \cdot m \cdot m^3}{(\text{л/с})^2 \cdot \text{кН}}.$$

При заданной подаче промывочной жидкости для турбины меньшего диаметра A_m определяют по следующей упрощенной формуле, в

$$\frac{H \cdot m \cdot m^3}{(\text{л/с})^2 \cdot \text{кН}} :$$

$$A_{m2}^* = A_{m1} \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^2 \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2. \quad (8.60)$$

Зная $A_{м2}^*$, можно определить требуемое число ступеней k_2^* турбины турбобура меньшего диаметра:

$$k_2^* = A_{м2}^* / A_{м1(1)}, \quad (8.61)$$

где $A_{м1(1)}$ — параметр A_m одной ступени турбины меньшего диаметра.

Пример 8. Определить подачу промывочной жидкости при бурении долотами условного размера № 9 турбобура Т12МЗ-7 1/2", если при бурении долотами условного размера № 11 на турбобурах Т12МЗ-9" рациональная подача промывочной жидкости составляет 39 л/с.

По формуле (8.59) подача составит

$$Q = 39 \frac{214}{269} \sqrt{\frac{0,0987}{0,1150}} = 28,7 \text{ л/с.}$$

Пример 9. Определить параметр A_m турбины меньшего диаметра для условий примера 8, если $Q_2 = 26,6$ л/с.

По формуле (8.63)

$$A_{м2}^* = 0,0987 \left(\frac{214}{269} \right)^2 \left(\frac{39}{26,6} \right)^2 = 0,1258 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \cdot \text{кН}}.$$

Пример 10. Определить число ступеней турбины меньшего диаметра, если

$$A_{м2}^* = 0,1258 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \cdot \text{кН}} \text{ и } A_{м1(1)} = 0,959 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{м}^3}{(\text{л/с})^2 \cdot \text{кН}}.$$

По формуле (8.61)

$$k_2^* = 0,1258 / (0,959 \cdot 10^{-3}) = 131 \text{ ступень.}$$

Критерии для установления необходимости смены долота

При работе долота на забое с течением времени проходка возрастает, а мгновенная механическая скорость уменьшается. Если при этом долговечность T_f опор долота выше долговечности T_z рабочей поверхности, то мгновенная рейсовая скорость сначала увеличивается, достигая максимального значения для данных условий, а затем уменьшается. Продолжительность механического бурения, при котором достигается максимум рейсовой скорости, называется рациональным временем $t_{б,р}$ работы долота на забое. Это время может быть вычислено по следующей приближенной формуле:

$$t_{б,р} = A_{тб,р} \sqrt{t_{с.п.с.н} + t_{п.п}}, \quad (8.62)$$

где $t_{с.п.с.н}$ — продолжительность спуска, подъема, смены долота и наращивания бурильной колонны; $t_{п.п}$ — продолжительность промывки и проработки скважины;

$$A_{тб,р} = 1,05 / \sqrt{\theta_z}. \quad (8.63)$$

В формуле (8.63) θ_z — коэффициент износа рабочей поверхности долота — характеризует темп падения мгновенной механической скорости в процессе работы долота на забое и представляет собой обратную величину логарифмического декремента убывания указанной скорости; последний равен времени, в течение которого мгновенная механическая скорость уменьшается в e раз (e — основание натуральных логарифмов).

Значение θ_z зависит от абразивных свойств породы, износостойкости рабочей поверхности долота и параметров режима бурения; оно возрастает с увеличением диаметра долота и шага зубьев.

Значение θ_z можно определить опытным путем, воспользовавшись формулой

$$\theta_z = 2,3 \frac{\lg \frac{h_1}{h_1 - h_2}}{t_{б1}}, \quad (8.64)$$

где h_1 — проходка, выполненная долотом в данном долблении за время $t_{б1}$; h_2 — то же, за время $t_{б2} = 2t_{б1}$.

Следует иметь в виду, что уравнение (8.62) получено при условии, что $t_{с.п.с.н}$ и $t_{п.п}$ для данного долбления не зависят от времени механического бурения. Это, очевидно, справедливо в том случае, когда проходка на долото не превышает длины бурильных труб.

Кривая $v_p = v_p(t_б)$ имеет асимметричный вид: у восходящей части этой кривой темп возрастания более высокий, чем темп падения у нисходящей части кривой. Поэтому при приближенных определениях $t_б$ допускать ошибку можно лишь в сторону "передержки" долота на забое, так как небольшая "передержка" мало отразится на величине рейсовой скорости и по сравнению с "недодержкой" даст большую проходку. Кроме того, следует учитывать и то, что продолжительность работы долота, соответствующая минимальному значению себестоимости 1 м проходки, обычно больше (иногда равна)

продолжительности работы, соответствующей максимальной рейсовой скорости.

Как правило, на буровых отсутствуют приборы, записывающие кривую $v_p = v_p(t_6)$ и указывающие ее максимум. Поэтому $t_{6,p}$ отдельно для каждого долбления не определяют, а используют различные данные, полученные на основе хронометражных наблюдений и статистических материалов, например:

- 1) продолжительность механического бурения $t_{6,p}$;
- 2) проходку на долото, соответствующую $t_{6,p}$;
- 3) конечную механическую скорость v_k , соответствующую максимуму рейсовой скорости;
- 4) отношение конечной механической скорости v_k к начальной v_0 .

Хронометражные наблюдения показывают, что шарошечные долота в большинстве случаев приходится поднимать до наступления максимума рейсовой скорости. Это происходит потому, что долговечность опор шарошечных долот меньше долговечности их рабочей поверхности, а продолжительность спускоподъемных операций и вспомогательных работ имеет сравнительно большую величину.

Если в данных условиях какие-либо модели долот применяются длительное время, то на основании статистических материалов для них устанавливается время T_r , за которое наступает расстройство опор. Это время равно времени эффективной работы долота на забое $t_{6,э}$. После того как долото проработало на забое в течение времени $t_6 T_r$, его необходимо поднимать, если даже при этом механическая скорость еще сравнительно высокая. В турбинном бурении при этом можно еще ориентироваться и на приемистость турбобура, т.е. на величину осевой нагрузки G_{max} .

Таким образом, если $T_f > T_z$ и в процессе бурения необходимо достичь максимума рейсовой скорости, то этими долотами следует бурить до получения указанного максимума в течение времени $t_{6,p}$. Если $T_f < T_z$, то бурить следует в течение времени $t_{6,э} = T_r$. Очевидно, при использовании безопорных долот (лопастные, алмазные и с резцами из твердого сплава) ориентироваться необходимо на $t_{6,p}$, учитывая при этом "потерю" ими диаметра.

При определении необходимости смены долота можно исходить из стоимости 1 м проходки, т.е. поднимать долота тогда, когда стоимость 1 м проходки в процессе долбления снизится до минимума.

Задаваемые бурильщиками значения критериев для уста-

новления необходимости смены долота являются ориентировочными, потому что они определяются как среднестатистические величины; качество отдельных долот нестабильно и условия работы долот в каждом из долблений несколько различны. Поэтому следует пользоваться одновременно несколькими критериями.

Пример 11. Определить рациональное время работы долота на забое, если $t_{\text{сп.с.п}} = 7,5$ ч, $t_{\text{пп}} = 0,5$ ч и $\theta_z = 0,16$ ч⁻¹.
По формуле (8.63)

$$A_{\text{т.б.р}} = 1,05 / \sqrt{0,16} = 2,63.$$

Искомое время $t_{\text{б.р}}$ определяем по формуле (8.62):

$$t_{\text{б.р}} = 2,63 \sqrt{7,5 + 0,5} = 7,45 \text{ ч.}$$

Пример 12. Определить коэффициент износа θ_z рабочей поверхности долота, если за первые 3 ч работы этим долотом скважина была углублена на 7,5 м и за следующие 3 ч на 4,5 м.

По формуле (8.64) получим

$$\theta = 2,3 \frac{\lg \frac{7,5}{12 - 7,5}}{3} = 0,17.$$

8.6. ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПОКАЗАТЕЛИ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Показатели свойств буровых параметров обычно выбираются из технологических регламентов на буровые работы или действующих методических указаний, составленных с учетом опыта бурения на конкретных площадях. Отражая положительный опыт бурения, выбранные таким образом значения показателей свойств тем не менее могут значительно отличаться от оптимальных. В связи с этим приведенные ниже зависимости рассматриваются как ограничения, необходимые для формализации оптимизационной задачи по составлению гидравлических программ.

Известны полуэмпирические методы выбора показателей свойств буровых растворов, использующие элементы теории массообмена, физической химии и т.д.

Наиболее полно разработаны рекомендации по выбору такого важного показателя, как плотность бурового раствора.

Согласно РД 39-0147009-723–88, плотность бурового раствора ρ_1 при разбуhrивании толщи глин, не содержащей флю-

идонасыщенные пласты-коллекторы, рекомендуется определять по формуле

$$\rho_1 = \frac{G_1}{g} \pm 20 \text{ кг/м}^3,$$

где G_1 — максимальный градиент порового давления в разбуриваемом интервале, Па/м; g — ускорение силы тяжести м/с² ($g = 9,81$).

С учетом ресурса прочности породы Н.Г. Аветисяном допускается снижение плотности бурового раствора на величину, пропорциональную 5–10 % эквивалентного напряжения скелета породы, которое определяется разностью между геостатическим и поровым давлениями.

Для определения плотности бурового раствора ρ_1 при разбуривании толщи глин, содержащих флюидонасыщенные пласты-коллекторы, предлагается использовать формулу

$$\rho_1 = \frac{G_1}{g} - \left(184 - 0,918 \frac{G_1}{g} - 6,2T + 10,7\Phi + 5\theta_1 - 10\theta_{10} \right) - \frac{t}{54 + 8t},$$

где T — условная вязкость по ПВ-5, с; Φ — показатель фильтрации по ВМ-6, см³/30 мин; θ_1 , θ_{10} — статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин покоя по СНС-2, Па; t — время нахождения необсаженного ствола скважины без циркуляции, ч (спускоподъемные операции, спуск обсадной колонны, каротажные работы и т.д.).

Согласно п. 8.2 Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях (М.:ВНИИБТ, 1983)*, плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервале совместимых условий бурения должна определяться из расчета, что столбом бурового раствора создается гидростатическое давление в скважине, превышающее пластовое (поровое):

на 10–15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервал от 0 до 1200 м), но не более 1,5 МПа;

на 5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервал от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

на 4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервал от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

На основании п. 8.3 ЕТП не допускается отклонение плотности циркулирующего бурового раствора (освобожденного

* Далее ЕТП.

от газа) от установленных проектом предельных значений более чем на $\pm 20 \text{ кг/м}^3$. Оговорено, что это отклонение должно находиться в пределах регламентированных значений плотности.

В ЕТП (п. 8.2) имеется указание на то, что в интервале, где снижение гидростатического давления, создаваемого буровым раствором, не может привести к выбросу или потере устойчивости стенок скважины, бурение можно вести при отрицательных дифференциальных давлениях в соответствии с техническим проектом или по программе, утвержденной главным инженером буровой организации. На этом заканчиваются общие рекомендации по выбору плотности бурового раствора.

Из цитируемых положений видно, что эти рекомендации необходимо корректировать по промысловым данным. Поэтому при составлении гидравлической программы представляется рациональным считать плотность бурового раствора заданной величиной и вводить ее в качестве входной информации на основе положительного опыта бурения литологически однородной породы.

Аналогичное заключение можно сделать относительно проектного выбора такой важной характеристики бурового раствора как показатель фильтрации, определяющего устойчивость стенок скважины, предрасположенность к прихвату бурильных труб за счет перепада давления в зоне проницаемых пород, качество вскрытия продуктивных горизонтов и т.д. Имеются перспективные разработки в прогнозировании показателя фильтрации при вскрытии толщи глин в условиях АВПД и выбора этой характеристики для предупреждения прихвата под действием перепада давления с учетом высоких температур. Наибольшее допустимое значение показателя фильтрации $\Phi_{\text{и}}$, соответствующее забойной температуре t , рекомендуется определять по формуле

$$\Phi_{\text{и}} = K/\Delta p; \quad (8.65)$$

$$2 \leq \Delta p \leq 12 \text{ МПа},$$

где K — эмпирический коэффициент (например, для условий бурения на площадях Западной Туркмении $K = 79$).

С учетом формулы (8.65) можно записать следующее ограничение на показатель фильтрации Φ ($\text{см}^3/30 \text{ мин}$), замеренный при температуре 20°C прибором ВМ-6:

$$\Phi_{20} \leq \frac{K}{\Delta p} [1 + \varphi(t - 20)]^{-1},$$

где Δp — дифференциальное давление, МПа; φ — коэффициент, зависящий от типа бурового раствора, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, $0,02 \leq \varphi \leq 0,06$; t — забойная температура, $^{\circ}\text{C}$.

Рекомендаций, позволяющих уяснить принципы выбора тех или иных значений реологических характеристик для буровых и тампонажных растворов или даже пределов их изменения из технологических соображений, фактически нет.

Известны зависимости для реологических характеристик, полученные в результате статистической обработки промыслового материала, например, эмпирические формулы Э.К. Латыпова, имеющие вид

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho - 0,022; \quad (8.66)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho - 7,0, \quad (8.67)$$

где ρ — плотность бурового раствора, кг/м^3 .

Очевидно, что зависимости (8.66) и (8.67) отражают взаимосвязь между параметрами, значения которых могут существенно отличаться от рациональных значений. Кроме того, реологические характеристики η и τ_0 при равных плотностях подвержены существенным колебаниям для различных типов буровых растворов.

В.И. Рябченко приводит ограничение на коагуляционную устойчивость буровых растворов:

$$\eta \geq (18 + \tau_0)/4500. \quad (8.68)$$

Неравенство (8.68) выбирается в качестве ограничения гидравлических программ, несмотря на предположение о возможном изменении соотношений между переменными для буровых растворов различных типов.

Из зарубежных публикаций известны рекомендации по выбору показателей свойств буровых растворов, основанные на эмпирических соотношениях. Так, при использовании диспергирующего бурового раствора на водной основе концентрацию твердой фазы рекомендуется поддерживать в пределах $12,3 - 17,2 \text{ кг/м}^3$, а условную вязкость T , динамическое напряжение сдвига τ_0 и пластическую вязкость η подсчитывать по формулам

$$T = 0,02\rho,$$

$$\tau_0 = 0,004\rho; \quad (8.69)$$

$$\eta = (0,004 \div 0,005)\tau_0.$$

В случае применения недиспергирующего (полимерного) бурового раствора концентрация твердой фазы должна быть менее $8,58 - 11,4 \text{ кг/м}^3$, а соотношение между τ_0 и η должно подчиняться выражению

$$\tau_0 = 500\eta. \quad (8.70)$$

Для пресноводных растворов с низким содержанием твердой фазы условная вязкость определяется по формуле

$$T = 0,033\rho.$$

Реологические характеристики для утяжеленных растворов рекомендуется рассчитать по зависимостям

$$\tau_0 = 0,004\rho;$$

$$\eta = 2 \cdot 10^{-5} \rho.$$

В приведенных формулах размерность плотности ρ — в кг/м^3 .

Подобные соотношения получили распространение и в отечественной практике бурения (А.Т. Левченко). Взаимосвязь между показателями свойств объясняется конкретным долевым составом бурового раствора. Так, показано, что основным показателем в системе бурового раствора на водной основе, определяющим вязкостные характеристики и показатель фильтрации, является отношение объемного содержания коллоидной составляющей к воде. Это отношение принято равным 0,0246. Таким образом, при выборе показателей свойств за основу приняты требования к поддержанию определенного состава бурового раствора и недостаточно учтены его технологические функции.

И.Н. Резниченко сделано заключение, что при одинаковых значениях пластической вязкости общее содержание твердой фазы в суспензии изменяется в широких пределах, а содержание коллоидной составляющей практически не изменяется и имеет вполне определенное значение. В результате для нормальных буровых растворов, приготовленных из саригухского, черкасского, вайомингского бентонитов, нефтебадской, кутанакской глин, а также каолина, предложена единая зависимость

$$\eta = \eta_0 \exp \left[a_1 \left(\frac{C_k}{100 - C_r} \right) 100 \right];$$

$$C_k = C_r k_r; a_1 = 0,624, \quad (8.71)$$

где C_k — объемное содержание коллоидной составляющей, %; C_r — объемное содержание глины, %; k_r — коэффициент коллоидальности глины.

Коэффициенты коллоидальности бентонитов и глиноматериалов, используемых для приготовления буровых растворов, приведены в табл. 8.4.

При использовании химически обработанных и утяжеленных буровых растворов зависимость (8.71) принимает следующий вид:

$$\eta = \eta_0 \exp \left[a_1 \left(\frac{C_r k_r + C_p k_p + C_y k_y}{100 - (C_r + C_p + C_y)} \right) 100 \right], \quad (8.72)$$

где C_p , C_y — объемное содержание реагента и утяжелителя; k_p , k_y — коэффициенты коллоидальности реагента и утяжелителя.

Обзор литературы с целью отбора для гидравлической программы ограничений на показатели статического напряжения сдвига выявил следующее. В источниках зарубежной информации встречаются указания на недопустимость выбора высоких значений статического напряжения сдвига, обуславливающих возникновение рециркуляции шлама в буровом растворе и осложнений при очистке. Кроме того, рекомендуется поддерживать статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин покоя примерно одинаковым, т.е. упрочнение структуры должно происходить в первую минуту покоя ($\theta_1 \approx \theta_{10}$). Несколько иное соотношение приводится в работе А.Т. Левченко и др.: $\theta_{10} = 1,5\theta_1$. Так же рекомендуется определять статическое напряжение сдвига по соотношениям: $\theta_1 =$

Таблица 8.4

Коэффициенты коллоидальности глиноматериалов (по И.Н. Резниченко)

Бентонит	Коэффициент коллоидальности	Глина	Коэффициент коллоидальности
Саригюхский, I сорт	0,78—1,0	Нефтегабдская	0,17
То же, II сорт	0,59	Куганакская	0,33
То же, IV сорт	0,43	Амелинская	0,23
Чокракский, I сорт	0,74	Альметьевская	0,35
То же, II сорт	0,61	Дружковская	0,17
Орланлинский	0,50	Горбская	0,27
Монтигель*	0,84	Городыщенская	0,33
Геко*	0,86	Хвалынская	0,27
Бентонит*	0,76	Герпегежская	0,35
* США.			

Таблица 8.5

Реологические характеристики раствора

Плотность ρ , кг/м ³	$\tau_0 \cdot 10$, Па		$\eta \cdot 10^3$, Па·с		τ_0/η с ⁻¹	
	min	max	min	max	$\tau_{0\min}/\eta_{\min}$	$\tau_{0\max}/\eta_{\max}$
1100	40	80	8	11	500	1000
1200	30	60	10	16	333	333
1300	25	50	12	20	200	250
1400	25	50	16	22	166	250
1500	25	55	19	26	125	200
1600	25	57	23	29	110	200
1700	25	60	27	32	90	200
1800	25	70	30	35	83	200
1900	25	75	32	39	77	200
2000	30	80	35	42	90	200
2100	40	85	40	49	100	166
2200	50	110	46	55	110	200

$= 0,01\rho$ — для нормальных условий; $\theta_1 = 0,015\rho$ — для осложненных условий бурения (ρ дано в кг/м³).

В действующих ранее Единых технических правилах ведения работ при бурении (ВНИИОЭНГ, 1968 г.) рекомендовалось (при бурении в нормальных условиях) поддерживать θ_1 не более 5 Па. По выбору θ_{10} в указанных правилах не содержалось каких-либо рекомендаций. Новые правила вообще не регламентируют выбор статического напряжения сдвига.

Таким образом, рекомендации по выбору показателей свойств, особенно реологических характеристик, недостаточно учитывают технологические функции буровых растворов.

Установлены предпочтительные значения напряжения сдвига и пластической вязкости, которые находятся в диапазонах 0,20–1,50 Па и $(7,5\div 30) \cdot 10^{-3}$ Па·с соответственно. При вычислении соотношения τ_0/η по нижним и верхним значениям приведенных величин имеем $27 < \tau_0/\eta \leq 50$ с⁻¹. При этом следует обратить внимание на низкие значения динамического напряжения сдвига, не превышающего 1,5 Па.

В табл. 8.5 приведена область изменения рациональных реологических показателей в зависимости от плотности раствора, рекомендуемая фирмами США.

Рациональные соотношения между τ_0 и η зависят от средней скорости сдвига. Высокие значения динамического напряжения сдвига допустимы при повышенных подачах буровых насосов и наоборот. Это косвенно подтверждают зарубежные данные (см. табл. 8.5).

Таким образом, буровые растворы с высокими пластическими характеристиками требуют повышенных затрат гидравлической мощности насосной установки.

8.7. ОЧИСТКА БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА

Своевременная и качественная очистка ствола скважины от осколков выбуренной породы (шлама) повышает показатели работы долот и снижает вероятность осложнений и аварий, что представляет существенный резерв в сокращении сроков и стоимости бурения.

Вопросам очистки скважины посвящены работы Э.А. Акопова, В.Г. Беликова, А.И. Булатова, Г.Г. Габузова, Н.А. Гукасова, А.М. Гусмана, О.М. Гусейнова, А.К. Козодоя, В.И. Липатова, А.Х. Мирзаджанзаде, Б.И. Мительмана, Ю.М. Проселкова, Р. Уоккера, С. Уильямса, В.С. Федорова, Н.М. Шерстнева, Р.И. Шищенко и других исследователей.

Транспортирование шлама на поверхность

Анализ современного состояния проблемы очистки ствола бурящейся скважины от выбуренной породы показывает, что нет единого мнения о влиянии режимов течения, показателей свойств бурового раствора, продолжительности промывки и частоты вращения бурильных труб на транспортирующую способность потока бурового раствора. Заключение о влиянии реологических показателей на выносную способность буровых растворов противоречивы, а механический принцип относительности, широко используемый для расчета скорости восходящего потока ньютоновских жидкостей, в случае применения буровых растворов нуждается в экспериментальной проверке. Кроме того, не ясен вопрос о выборе расчетного диаметра частиц выбуренной породы, предназначенных к гидротранспорту по стволу скважины.

Таким образом, из-за отсутствия научно обоснованных рекомендаций по выбору основных параметров промывки, обеспечивающих совершенную очистку ствола скважины, и недостатка формализованных представлений о процессах гидротранспорта шлама составление важнейших ограничений гидравлических программ в настоящее время затруднено, что не позволяет использовать потенциальные резервы повышения эффективности бурового процесса в результате интенсификации гидротранспорта выбуренной породы по стволу бурящейся скважины.

Статистический анализ исследованных проб бурового

шлама позволяет ориентировочно вычислить содержание частиц в буровом растворе.

Диаметр частиц, мм.....	>1,5÷2,2	> 3,0÷4,5	>6÷7
Содержание частиц, %.....	78–82	50	5–10

Максимально возможный размер шлама достигает 14–15 мм.

Очевидно, что при расчетах процесса гидротранспорта следует ориентироваться на шлам либо наибольшего размера, либо наибольшего объема. Так, представляется рациональным для предотвращения зашламления ствола скважины принять меры для удаления частиц размером более 1,5–2 мм, а при внезапных остановках циркуляции предотвратить осаждение наиболее крупных частиц. Однако при сальникообразовании, по-видимому, следует рассматривать возможности удаления или предотвращения образования более мелких частиц, составляющих 20–30 % общей массы шлама, образовавшегося при бурении. Для уточнения этих вопросов необходимы четкие представления о транспортирующей способности буровых растворов.

Определение скорости осаждения частиц выбуренной породы в буровых растворах

Согласно механическому принципу относительности, широко практикуемому при проектировании гидротранспорта с использованием ньютоновских жидкостей и газообразных агентов, транспортирующая способность бурового раствора зависит от скорости осаждения взвешенных частиц.

В общем случае при равномерном падении частицы в жидкой изотропной покоящейся среде скорость падения (м/с) определяется по формуле Риттингера:

$$u = \left(\frac{4}{3} \frac{d_0}{C_f} \frac{\rho_{\text{ч}} - \rho}{\rho} g \right)^{1/2}, \quad (8.73)$$

где d_0 — характерный размер (в случае шарообразной частицы — диаметр), м; $\rho_{\text{ч}}$ — плотность частицы, кг/м³; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с²; C_f — коэффициент сопротивления обтеканию частиц.

Согласно формуле (8.73), скорость осаждения частиц в лю-

бой жидкости зависит от коэффициента сопротивления обтеканию C_f . Величина C_f в свою очередь, находится в сложной взаимосвязи с критерием Рейнольдса (Re), включающим искомую скорость.

В связи с отсутствием методики определения скорости осаждения взвешенных частиц в неньютоновских жидкостях при проектировании процессов гидротранспорта бурового шлама обычно принимают $C_f = \text{const}$, что оправдано в случае турбулентного режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины.

Ниже предлагается разработанный Г.Г. Габузовым и Ю.М. Проселковым простой способ определения скорости осаждения шарообразных частиц в безграничной вязкопластичной среде при всех возможных режимах обтекания.

На рис. 8.11 в виде точек представлены опытные данные различных авторов, характеризующие изменение C_f в диапазоне $10^{-1} \leq Re \leq 5 \cdot 10^5$. Известны формулы, аппроксимирующие опытные данные в отдельных интервалах Re .

Так, при $Re \leq 1$ справедлива зависимость (кривая 1)

$$C_f = 24 \overline{Re}^{-1}; \quad \overline{Re} = \frac{u d_0 \rho}{\mu}, \quad (8.74)$$

где μ — абсолютная вязкость жидкости, Па·с.

После подстановки (8.74) в формулу (8.73) можно получить известную зависимость Стокса, выведенную теоретическим путем из дифференциальных уравнений гидродинамики без учета инерционных членов:

$$u = \frac{d_0^2 (\rho_{\text{ч}} - \rho) g}{18 \mu}. \quad (8.75)$$

При $\overline{Re} \leq 5$ справедлива аналитическая зависимость Озеена (кривая 2), полученная при частичном учете сил инерции:

$$C_f = 24 \overline{Re}^{-1} \left(1 + 1,88 \overline{Re} \right). \quad (8.76)$$

Л.М. Левиным приводится формула, хорошо аппроксимирующая экспериментальные данные (кривая 3) в широком диапазоне изменения критерия Рейнольдса, имеющая вид

$$C_f = 24 \overline{Re}^{-1} \left(1 + 1,17 \overline{Re}^{0,665} \right), \quad (8.77)$$

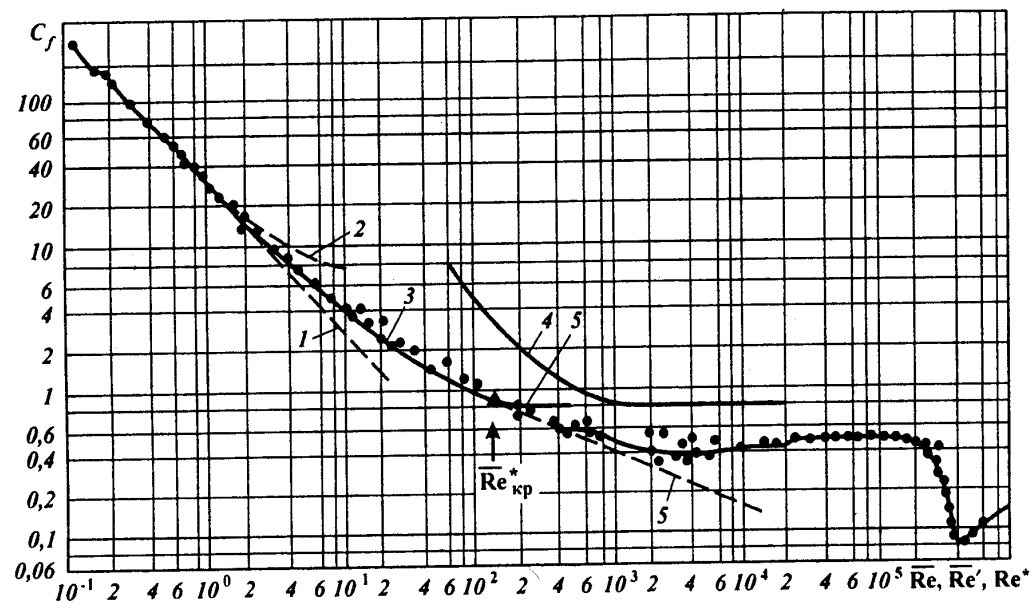


Рис. 8.11. Значения C_f в зависимости от режима обтекания частиц

$$1 < \overline{\text{Re}} < 1000.$$

При значениях $1000 \leq \overline{\text{Re}} \leq 2 \cdot 10^5$ имеет место чисто турбулентный режим обтекания, коэффициент C_f не зависит от Re и может быть принят равным приблизительно 0,43 (см. рис. 8.11).

Процесс осаждения частиц в неньютоновских жидкостях изучен недостаточно. Зарубежные исследователи либо ограничиваются рассмотрением качественной стороны вопроса, либо ориентируют на необходимость оперативного определения скорости осаждения частиц по вычисленной скорости сдвига с использованием реограммы, снятой на специальном вискозиметре.

В 1932 г. была издана работа Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова по экспериментальному определению скорости осаждения шарообразных частиц и кубиков в буровом растворе. Опытные данные представлены в координатах $k - \overline{\text{Re}}'$:

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3C_f}}; \overline{\text{Re}}' = \frac{ud_0\rho}{\eta + \tau_0/\gamma}; \gamma = \frac{\tau_0(a-1)}{2\eta}; a = \frac{d_0(\rho_s - \rho)g}{G\tau_0}, \quad (8.78)$$

где $\overline{\text{Re}}'$ — обобщенный критерий Рейнольдса; η — пластическая вязкость, Па·с; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па; γ — средний градиент скорости, принятый равным полусумме градиентов на границе шара и на поверхности возмущения среды, с^{-1} .

Пересчет k на C_f (табл. 8.6) позволил построить графическую зависимость (8.78) в координатах $C_f - \overline{\text{Re}}^*$ (кривая 4). Из графика (см. рис. 8.11) следует, что зависимости коэффици-

Таблица 8.6

Трансформация данных Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова в новые переменные

Данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова			Перевод данных в новые переменные			
k	a	$\overline{\text{Re}}'$	$\overline{\text{Re}} = \overline{\text{Re}}' \frac{a+1}{a-1}$	$C_f = \frac{4g}{3k^2}$	$\frac{\tau_0 d_0}{\eta} = \frac{\overline{\text{Re}} C_f}{8a}$	$\overline{\text{Re}}^* = \frac{\overline{\text{Re}}}{1 + \tau_0 d_0 / 3\eta}$
15	1,7	100	386	5,81	165	7
20	2,2	170	454	3,27	85	16
30	3,5	350	630	1,45	32	54
40	7,0	750	997	0,82	15	166

циента сопротивления обтекания для ньютоновских и вязкопластичных жидкостей не совпадают между собой. Чисто турбулентный режим обтекания начинается при $\overline{Re}' \geq 700$, при этом $C_f = 0,82$ и не зависит от $\overline{Re}''$. Указанное несовпадение создает соответствующие неудобства.

Так, кривая 4 (см. табл. 8.11) не может быть с достаточной уверенностью экстраполирована в область малых чисел Рейнольдса, наиболее интересных с точки зрения изучения условий, препятствующих осаждению.

Между тем экспериментальные данные Р.И. Шищенко и Б.Д. Бакланова могут быть по-новому интерпретированы при условии применения модифицированного определяющего критерия. Покажем это.

Сила тяжести (вес) шарообразной частицы в жидкости

$$G = \pi d_0^3 (\rho_{\text{ч}} - \rho) g / 6.$$

Сила сопротивления F при падении шарообразной частицы любой жидкости равна произведению касательного напряжения сдвига на стенках шара τ^* на поверхность частицы πd_0^2 :

$$F = \tau^* \pi d_0^2.$$

В частном случае, когда действующая сила есть сила тяжести и шар равномерно падает в жидкость, $G = F$, тогда

$$\tau^* = d_0 (\rho_{\text{ч}} - \rho) g / 6. \quad (8.79)$$

Решая совместно (8.75) и (8.79), получим выражение, связывающее τ^* со средним градиентом скорости γ для ньютоновских жидкостей:

$$\tau^* = \mu \gamma, \quad (8.80)$$

где

$$\gamma = 3u/d_0. \quad (8.81)$$

Принимая во внимание вид функций, предназначенных для описания реологического состояния жидкостей, и имея в виду зависимости (8.80) и (8.81), для вязкопластичных сред можно записать

$$\tau^* = \tau_0 + \eta \frac{3u}{d_0}. \quad (8.82)$$

Объединяя формулы (8.79) и (8.82), получаем формулу для расчета скорости падения шарообразной частицы в безграничной вязкопластичной среде без учета инерционных сил:

$$u = \frac{d_0^2(\rho_{\text{ч}} - \rho)g}{18\eta} - \frac{\tau_0 d_0}{3\eta}. \quad (8.83)$$

При $\tau_0 = 0$ зависимость (8.83) превращается в формулу Стокса (8.75).

Совместное решение уравнений (8.73) и (8.83) относительно C_f дает формулу

$$C_f = 24\overline{\text{Re}}^{-1} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3\eta} \right). \quad (8.84)$$

Из формулы (8.84) следует выражение для расчета нового модифицированного критерия Рейнольдса ($\overline{\text{Re}}^*$) для вязкопластичных сред:

$$\overline{\text{Re}}^* = \overline{\text{Re}} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3\eta} \right)^{-1}. \quad (8.85)$$

В табл. 8.6 выполнен перерасчет критерия $\overline{\text{Re}}'$ на $\overline{\text{Re}}^*$. В результате кривая 4 (см. рис. 8.11) переместилась влево и полностью совместилась с кривой 3, отображающей зависимость $C_f(\overline{\text{Re}})$ для ньютоновских жидкостей. При этом критическое значение нового модифицированного критерия Рейнольдса ($\overline{\text{Re}}^*$) оказалось равным приблизительно 170.

По графику (см. рис. 8.11) при развитом турбулентном режиме обтекания

$$C_{f1} \approx 0,82 = \text{const}$$

$$\text{при } (\overline{\text{Re}}^*) \geq 170. \quad (8.86)$$

Поскольку экспериментальные данные для вязких жидкостей аппроксимируются зависимостью (8.77), для структурного и переходного режимов обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью можно записать

$$C_{f2} = 24(\overline{\text{Re}}^*)^{-1} \left[1 + 0,17\overline{\text{Re}}^* \right]^{0,665} \quad (8.87)$$

$$\text{при } 1 < (\overline{\text{Re}}^*) < 170.$$

При структурном режиме обтекания скорость осаждения следует вычислять по формуле (8.82), которая может быть получена также из формулы (8.73) путем подстановки значения

$$\overline{C_{f3}} = 24(\text{Re}^*)^{-1} \quad (8.88)$$

при $\text{Re}^* \leq 1$.

Таким образом, зависимости (8.87) и (8.88) для расчета коэффициента сопротивления при обтекании шарообразной частицы безграничной вязкопластичной жидкостью совпадают с классическими формулами для ньютоновских жидкостей при замене критерия Рейнольдса новым модифицированным критерием Re^* , вычисленным по формуле (8.85).

Коэффициент сопротивления при развитом турбулентном режиме обтекания шарообразной частицы вязкопластичной жидкостью примерно в 2 раза выше по сравнению с ньютоновской жидкостью.

В момент перехода к развитому турбулентному режиму обтекания выражение (8.85) примет вид

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^* = \overline{\text{Re}}_{\text{кр}} \left(1 + \frac{\overline{\text{He}}}{3\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}} \right)^{-1} \approx 170; \quad (8.89)$$

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}} = u_{\text{кр}} d_0 \rho / \eta; \quad \overline{\text{He}} = \tau_0 d_0^2 \rho / \eta^2,$$

где $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^*$ — критическое значение модифицированного критерия Рейнольдса; $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}$ — критическое значение критерия Рейнольдса, подсчитанного по критической скорости осаждения $u_{\text{кр}}$; $\overline{\text{He}}$ — критерий Хедстрема для шарообразных частиц диаметром d_0 .

Из выражения (8.89) следует формула для расчета $\overline{\text{Re}}_{\text{кр}}^*$:

$$\overline{\text{Re}}_{\text{кр}} = 85 + \left(85^2 + 57\overline{\text{He}} \right)^{1/2}. \quad (8.90)$$

При достаточно высоких значениях $\overline{\text{He}}$ зависимость (8.90) можно упростить и привести к виду

$$u_{\text{кр}} = 7,5 \sqrt{\tau_0 / \rho}. \quad (8.91)$$

Так, погрешность расчета $u_{кр}$ при использовании формулы (8.91) выражения (8.90) составит: 3,5 % при $\overline{He} = 10^5$, 2,5 % при $\overline{He} = 3 \cdot 10^5$, 1,6 % при $\overline{He} = 5 \cdot 10^5$.

Сопоставляя формулу (8.91) с известной зависимостью для расчета критической скорости потока в кольцевом пространстве, можно убедиться, что последняя почти в 3 раза больше критической скорости осаждения частиц. Таким образом, количественно подтвержден вывод Р.Ф. Уханова о возможности турбулентного режима обтекания частиц при структурном (квазиламинарном) режиме течения вязкопластичной жидкости в кольцевом пространстве бурящейся скважины.

Согласно формуле (8.85) выражение для расчета эффективной вязкости следует представить в виде

$$\overline{\eta^*} = \overline{\eta} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\overline{\eta}} \right). \quad (8.92)$$

Учитывая доказанное условие идентичности формул и имея в виду (8.92), запишем зависимость О.М. Тодеса, Р.Б. Розенбаума, предназначенную для расчета скорости обтекания шарообразных частиц в ньютоновских жидкостях, в виде

$$\overline{Re^*} = \overline{Ar^*} \left[18 + 0,61(\overline{Ar^*})^{0,5} \right]^{-1};$$

$$\overline{Re^*} = \overline{R} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\overline{\eta}} \right)^{-1}; \quad \overline{Ar^*} = \overline{Ar} \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{3u\overline{\eta}} \right)^{-2}; \quad (8.93)$$

$$\overline{Re} = \frac{ud_0\rho}{\eta}; \quad \overline{Ar} = \frac{d_0^3(\rho_{ч} - \rho)g}{\eta^2}; \quad 0 \leq \overline{Re^*} < 170,$$

где $\overline{Re^*}$; $\overline{Ar^*}$ — модифицированные критерии Рейнольдса и Архимеда соответственно.

После преобразования формулы (8.93) получим

$$\overline{Re} = \frac{\overline{Ar} - 6\overline{He}}{16 + 0,6\sqrt{\overline{Ar}}}. \quad (8.94)$$

Уравнение (8.94) позволяет в явном виде определять скорость осаждения частиц при квазиламинарном и переходном

режимах обтекания ($\overline{Re} < \overline{Re}_{кр}$) по вычисленным значениям критериев $\overline{He}$ и $\overline{Ag}$.

При развитом турбулентном режиме обтекания ($\overline{Re} \geq \overline{Re}_{кр}$) следует принять $C_f \approx 0,82 = \text{const}$ и вычислять скорость осаждения непосредственно по уравнению Риттингера (8.73).

Для примера определим скорость осаждения шарообразных частиц шлама диаметром 0,01 м в структурном потоке вязкопластичной жидкости при условиях: $\tau = 5$ Па; $\eta = 0,015$ Па·с; $\rho = 1300$ кг/м³; $\rho_{ч} = 2300$ кг/м³.

Вычислим критерии $\overline{He}$ и $\overline{Ag}$

$$\overline{He} = \frac{\tau_0 d_0^2 \rho}{\eta^2} = \frac{5 \cdot 0,01^2 \cdot 1300}{0,015^2} = 2890;$$

$$\overline{Ag} = \frac{d_0^3 (\rho_{ч} - \rho) \rho g}{\eta^2} = \frac{0,01^3 (2300 - 1300) \cdot 1300 \cdot 9,81}{0,015^2} = 56,6 \cdot 10^3.$$

Подставив найденные значения $\overline{He}$ и $\overline{Ag}$ в выражение (8.94), получим:

$$\overline{Re} = \frac{56,6 \cdot 10^3 - 6 \cdot 2890}{18 + 0,61 \sqrt{56,6 \cdot 10^3}} = 240,$$

$$\text{откуда } u = \frac{\overline{Re} \eta}{d_0 \rho} = \frac{240 \cdot 0,015}{0,01 \cdot 1300} = 0,27 \text{ м/с}.$$

По формуле (8.90) определим

$$\overline{Re}_{кр} = 85 + (85^2 + 57 \cdot 2890)^{1/2} = 500.$$

Поскольку $\overline{Re} < \overline{Re}_{кр}$, то применение уравнения (8.94) правомерно.

Поправка на стесненность движения в скважине производится в соответствии с рекомендациями Р.Ф. Уханова, А.В. Голованчикова и др., после чего формулы (8.73) и (8.94) принимают соответственно вид

$$u = \left(1,1 - 0,963 \frac{d_0}{D - d_{н}} \right) \sqrt{\frac{4}{3} d_0 \frac{\rho_{ч} - \rho}{\rho} g}; \quad (8.95)$$

$$\overline{\text{Re}} = \frac{\overline{\text{Ar}}\varepsilon^{4,75} - 6\overline{\text{He}}}{18 + 0,61\sqrt{\overline{\text{Ar}}\varepsilon^{4,75}}}; \quad \varepsilon = 1 - \frac{\pi d_0^2}{4} \frac{v_m}{Q}, \quad (8.96)$$

где ε — безразмерный коэффициент, характеризующий стесненное движение; D — диаметр скважины, м; d_n — наружный диаметр буровых труб, м; v_m — средняя механическая скорость бурения, м/с; Q — подача насосов, м³/м.

Таким образом, аналитико-экспериментальным путем установлены закономерности изменения скоростей осаждения частиц шлама в покоящихся буровых растворах с учетом стесненного движения и режимов обтекания. Обнаружена адекватная аппроксимация опытных данных классическими зависимостями для ньютоновских жидкостей при условии замены в определяющих критериях абсолютной вязкости на новую эффективную (η^*). Критериальное уравнение (8.96) позволяет в явном виде определить скорости осаждения частиц шлама при квазиламинарном и переходном режимах обтекания. Определены условия перехода к турбулентному режиму обтекания, обуславливающие адекватный расчет скорости осаждения по формуле Риттингера (8.73) при постоянном значении коэффициента сопротивления ($C_f = 0,82$) обтекания частиц.

9

ОБОБЩЕННАЯ МОДЕЛЬ БУРИМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

9.1. МОДЕЛИ МЕХАНИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ

Механическая мощность, подведенная к долоту, при равномерном распределении давления на опорную поверхность может быть вычислена из очевидного соотношения

$$N_A = \frac{\pi n}{30} M, \quad (9.1)$$

где N_A — мощность, подведенная к долоту, Вт; n — интенсивность вращения, мин^{-1} ; M — момент на вращение, Н·м.

Элементарную работу за бесконечно малый промежуток времени dt на основании выражения (9.1) запишем в виде

$$dA = \frac{\pi n}{30} M dt.$$

Если считать, что работа dA реализуется для равномерного перемещения долота по вертикальной координате на величину dh при условии преодоления нормального сопротивления горных пород (σ_n), то с погрешностью, не превышающей 15 %, можно записать

$$\sigma_n F_t dh = \frac{\pi n}{30} M dt. \quad (9.2)$$

Опорную поверхность F_t определим по формуле В.С. Федорова:

$$F_t = D p \delta / 2, \quad (9.3)$$

где D — диаметр долота, м; p — коэффициент перекрытия забоя; δ — притупление зубьев, м.

Подстановка формулы (9.3) в уравнение (9.2) приводит к выражению

$$\frac{dh/dt}{n} = \frac{2\pi}{30p\delta} \frac{M}{\sigma_{\Pi} D}. \quad (9.4)$$

Разделив обе части уравнения (9.4) на D и учитывая, что момент на долоте можно выразить через удельный момент M_y и осевую нагрузку G , получаем

$$\frac{v}{nD} = k \frac{M_y}{\delta} \frac{G}{\sigma_{\Pi} D^2}, \quad (9.5)$$

где v — текущая механическая скорость бурения, $v = dh/dt$; k — безразмерный коэффициент, зависящий от типоразмера долота, $k = 2\pi/30p$.

Уравнение (9.5) полностью согласуется с эмпирической зависимостью М.Г. Бингхема. Здесь примечательно то, что зависимость (9.5) установлена аналитическим путем. Для общего случая, в точном соответствии с теорией размерностей, уравнение (9.5) целесообразно записать в виде

$$\frac{v}{nD} = \bar{k} \left(\frac{G}{\sigma_{\Pi} D^2} \right)^{\alpha}; \quad \bar{k} = \frac{kM_y}{\delta}, \quad (9.6)$$

где k и α — безразмерные коэффициенты.

Величина M_y , согласно характеристике исследователей (например А.А. Погарского и др.) достаточно стабильна, зависит в основном от сочетания долото — порода, имеет слабую связь с частотой вращения долота и уменьшается при переходе к бурению более твердых и крепких пород. Удельный момент на вращение M_y увеличивается в 2–5 раз к концу рейса и зависит от типоразмера долота, качества изготовления, диапазона изменения нагрузок и частоты вращения, плотности и пластичности разбуhrиваемой породы.

Поскольку коэффициент $\bar{k}$ в формуле (9.6) зависит от удельного момента и износа зубьев долота, естественно его изменение во времени за период отработки долота. Поэтому при бурении однородных по литологической характеристике пород с постоянными режимными параметрами бурения характер изменения механической скорости во времени определяется как величиной M_y , так и параметром δ .

Уравнение (9.6) может использоваться для исследования изменения опорной поверхности долота во времени непо-

средственно на буровой, объяснения причин изменения механической скорости и текущей проходки на долото во времени при использовании шарошечных долот с фрезерованными зубьями.

Уравнение (9.6) справедливо и для расчета средней механической скорости v_m для условий бурения штыревыми долотами при постоянных режимных параметрах в породах, однородных по литологической характеристике.

Учитывая традиционную форму представления кривой буримости в координатах $v_m - G/D$, зависимость (9.6) для определения средней механической скорости запишем как

$$v_m = \frac{\tilde{k}}{\sigma_n^\alpha} \left(\frac{G}{D} \right)^\alpha n, \quad (9.7)$$

$$\tilde{k} = \frac{2\pi}{30p} \frac{\overline{M}_y}{\bar{\delta} D^{\alpha-1}}, \quad (9.8)$$

где $\overline{M}_y$ и $\bar{\delta}$ — средние значения удельного момента и при-
тупления зубьев за период отработки долота; $\tilde{k}$ — размер-
ный коэффициент.

Выражение (9.8) указывает на независимость коэффици-
ента $\tilde{k}$ от свойств пород при условии постоянного значения $\overline{M}_y$. Сопоставляя выражение (9.8) и уравнение

$$\frac{v_m}{n} = m_c \frac{G - G_0}{D}, \quad (9.9)$$

$$m_c = k_3 (G_0/D)^{-0.5}$$

(m_c — коэффициент наклона рабочей кривой; k_3 — коэффи-
циент эффективности долота, не зависящий от свойств по-
род; G_0/D — отрезок, отсекаемый прямой на оси нагрузок),
приходим к выводу об одинаковой физической природе ко-
эффициентов $\tilde{k}$ и k_3 . В связи с этим становится понятным
заключение М.Г. Бингхема о постоянстве значения k_3 и пред-
ложенном им уравнении (9.9).

Обратим теперь внимание на такую важную составляющую
выражения (9.7), как прочность пород σ_n .

На основании исследований Л.А. Шрейнера величина σ_n
зависит от линейных размеров образцов l , что проявляется в
той или иной форме при различных видах разрушения:

$$\sigma_{\Pi} = \sigma_0 + \frac{a_1}{l}, \quad (9.10)$$

где σ_0 — прочность толстых образцов; a_1 — коэффициент пропорциональности.

Из выражения (9.10) следует, что при возрастании линейных размеров образца прочность асимптотически стремится к наименьшему предельному значению σ_{Π} . Физический смысл уравнения (9.10) при разрушении единичных образцов вполне ясен — регистрируемая прочность при разрушении мелких образцов больше, чем крупных.

Разумеется, формула (9.10) не предназначалась для определения прочности пород в забойных условиях, когда разрушению подвергаются как материнская горная порода на забое скважины, так и частицы породы, не удаленные с забоя вследствие недостаточной выносной способности потока бурового раствора. Между тем формулу (9.10) можно обобщить и на этот случай. Исследования А.Э. Аконова показывают, что при наличии большого количества шлама на забое скважины долото не производит полезную работу по разрушению пород, поскольку подвергается износу в осколках горной породы (шламовой подушке). Подобные примеры могут служить иллюстрацией очевидного явления — повышения сопротивления внедрению в любую среду при наличии дополнительных помех.

При работе долота на забое следует допустить повсеместные излишние затраты энергии на повторное дробление, величина которой, надо полагать, зависит от объема и дисперсного состава шлама под вооружением долота. Таким образом, сопротивление забоя внедрению элементов долота будет выше при наличии на забое шламовых частиц. Обобщение формулы (9.10) на забойные условия приводит к заключению об относительном росте сопротивления бурению при увеличении удельного объемного содержания частиц малого размера. Теперь допустим, что параметр l отображает средний характерный размер шламовых частиц, образовавшихся при разбурировании монолитного забоя, имеющего наименьшую прочность σ_0 . При использовании долот конкретного типоразмера будем считать величину σ_0 условным физическим параметром, зависящим лишь от минералогического состава, структуры и текстуры скелета горной породы.

Очевидно, что в этом случае параметры a_1 и l в формуле (9.10) должны учитывать дополнительное влияние на прочность горных пород таких факторов, как поровое и внешнее

давления, вид и характер разрушения, пористость, проницаемость, свойства насыщающего флюида, окружающей среды и т.д. Вполне очевидно, что конструктивное строение зависимости (9.10) при включении хотя бы части значимых факторов должно быть намного сложнее. Например, учет нестационарных прочностных характеристик горных пород приведет к введению релаксационных показателей, появлению экспоненциальной функции и т.д. В связи со сложностью процесса установить аналитическим путем вид функции при многофакторном воздействии на прочность горных пород не представляется возможным, поэтому ниже рассматриваются лишь общие соображения, представляющиеся логичными.

Очевидно, что при стационарном бурении монолитного забоя для образования в единицу времени равного объема частиц малого размера потребуется больше энергии, чем на крупные, поэтому величина l должна находиться в обратно пропорциональной зависимости от удельной механической мощности, подведенной к долоту. Имея в виду зависимость (9.1), можно записать эквивалентное равенство.

$$\frac{1}{l} \equiv \frac{N_A}{F_3} \quad \text{или} \quad \frac{1}{l} \equiv \frac{nM_y G}{D^2},$$

где F_3 — площадь забоя скважины.

Поскольку удельный момент M_y находится в пропорциональной зависимости от диаметра долота D , то пропорцию запишем в виде

$$\frac{1}{l} \equiv \frac{G}{D} n. \quad (9.11)$$

С другой стороны, объясняя эффект разрушения горных пород от воздействия гидромониторной струи возникновением растягивающих напряжений, естественно предположить пропорциональную зависимость размеров частиц (консолей), отделившихся от массива, от удельной гидравлической мощности, обуславливающей возникновение напряжения в порах и трещинах горной породы:

$$l \equiv N_r / F_3 \quad \text{или} \quad l \equiv N_r / D^2, \quad (9.12)$$

где N_r — гидравлическая мощность в насадках долота.

Очевидно, прочность должна уменьшаться при росте порового (пластового) p_n и снижении гидростатического p_r давлений. В первом приближении примем, что $a_1 \equiv \Delta p$, где $\Delta p =$

$= p_r - p_n$. С учетом пропорций (9.11) и (9.12) уравнение (9.10) запишем в виде

$$\sigma_n / \sigma_0 = \left[1 + a \frac{\Delta p}{\sigma_0} \left(\frac{G}{D} n \right) \left(\frac{D^2}{N_r} \right) \right], \quad (9.13)$$

где a — безразмерный коэффициент.

Слагаемое правой части уравнения (9.13) безразмерно, что в некоторой мере оправдывает его конструктивное строение.

Подставляя формулу (9.13) в зависимость (9.7), получаем

$$v_m = \frac{\tilde{k}}{\sigma_0^\alpha} \frac{(G/D)^\alpha n}{\left[1 + a \frac{\Delta p}{\sigma_0} \left(\frac{G}{D} n \right) \left(\frac{D^2}{N_r} \right) \right]^\alpha}. \quad (9.14)$$

Связь переменных в уравнении (9.14) в целом удовлетворительно объясняет наблюдаемое на практике влияние регулируемых факторов G/D , N_r/D^2 и n на механическую скорость, однако имеет существенные недостатки. Например, при $\Delta p \rightarrow \infty$ механическая скорость стремится к нулевому значению, что противоречит практике бурения. Кроме того, расчетные значения механической скорости одинаковы при $\Delta p = 0$ и $N_r \rightarrow \infty$, что также свидетельствует о конструктивном несовершенстве зависимости (9.14).

Н.А. Колесниковым обнаружено, что нулевые значения дифференциального давления свидетельствуют лишь о равенстве порового (пластового) и давления в стволе скважины и не характеризуют разгрузку скелета породы. В результате им выявлена существенная зависимость процессов образования магистральных трещин и лунок выкола от сложного взаимодействия дифференциального и угнетающего давлений, а также осевых нагрузок, частот вращения долота и качества буровых растворов. Эти обстоятельства позволяют предполагать более сложную связь между переменными в уравнении (9.14). Промысловые наблюдения М.Г. Бингхема и других исследователей указывают на расслоение кривых $\frac{v_m}{n} \left(\frac{G}{D} \right)$ в области недостаточной очистки забоя. Таким образом, степень влияния параметров $\left(\frac{G}{D} n \right)$ и $\left(\frac{N_r}{D^2} \right)$ на механическую скорость бурения в зависимости (9.14) должна быть различной, что

вполне логично, так как в общем случае трудно представить одинаковую степень влияния этих параметров на характерный размер шламовых частиц l , образующихся на забое скважины.

В то же время с целью сопоставления и выяснения физического смысла входящих коэффициентов искомая модель буримости по конструктивному строению не должна существенно отличаться от известных зависимостей Галле–Вудса и А.А. Погарского, отображающих взаимосвязь механической скорости с режимными параметрами в виде степенной функции и не учитывающих в явном виде влияния дифференциальных давлений.

На основании изложенного выше уравнение буримости при стационарном разрушении горных пород однородной литологической характеристики с постоянным дифференциальным давлением на пласт можно записать в виде

$$v_m = k_f \frac{(G/D)^\alpha n}{\left[1 + \bar{a} \left(\frac{G}{D} n \right)^\gamma \left(\frac{D^2}{N_r} \right) \right]^\psi}, \quad (9.15)$$

где k_f — средний коэффициент буримости горных пород; $\bar{a}$ — размерный коэффициент; α , γ , ψ — безразмерные коэффициенты.

В общем случае коэффициенты уравнения (9.15) в неявном виде учитывают влияние дифференциального давления, физико-механических свойств горных пород и бурового раствора. Степень этого влияния может быть выявлена лишь при идентификации коэффициентов модели по промысловым данным.

По физическому смыслу числитель уравнения (9.15) представляет собой предельную механическую скорость бурения при бесконечной гидравлической мощности на долоте, а знаменатель характеризует соотношение между механической Gdn и гидравлической N_r мощностями, реализуемыми на единицу площади забоя. Удельная механическая мощность $\frac{G}{D}n$ при конечном значении N компенсирует пропорциональное влияние частоты вращения на механическую скорость бурения при несовершенной очистке забоя, что согласуется с физическим смыслом общеизвестной модели Гал-

ле — Вудса. В частном случае, при $\alpha = 2$ и $\gamma = 4$, зависимость (9.15) преобразуется в уравнение А.А. Погарского.

В зависимости от соотношения между коэффициентами α , γ и ψ математическая модель (9.15) позволяет аппроксимировать кривые буримости $\frac{v_m}{n} \left(\frac{G}{D} \right)$ любой формы с учетом гидравлической мощности, реализуемой на забое, и поэтому представляется обобщенной.

Уравнение (9.15) оказалось полезным для выявления неправомерности использования при оптимизации в отечественной практике данных фирмы "Фрактоматик Дрилинг Систем", основанных на результатах разбуривания более 6 млн. м горных пород и устанавливающих оптимальные соотношения между параметрами бурения. Так, при анализе материалов фирмы на первом этапе казалось очевидным, что соотношения между требуемой удельной гидравлической мощностью $\left(\frac{N_r}{D^2} \right)_0$ и параметром $\left(\frac{G}{D} n \right)_0$ соответствуют условиям обеспечения максимума механической скорости бурения или перегиба кривой $v_m(G/D)$ при переходе из области объемного разрушения в зону несовершенной очистки забоя. Вместе с тем из уравнения (9.15) при $\frac{\partial v_m}{\partial (G/D)} = 0$ имеем

$$\left(\frac{N_r}{D^2} \right)_0 = \left[\bar{a} \left(\frac{\gamma - \alpha}{\alpha} \right) \right]^{1/\psi} \left(\frac{G}{D} n \right)_0^{\gamma/\psi}. \quad (9.16)$$

Анализ уравнения (9.16) показывает, что существование реального максимума механической скорости возможно при условии $\gamma > \alpha$. Аналогичный вывод можно получить при попытке нахождения точки перегиба кривой $v_m(G/D)$ при $\frac{\partial^2 v_m}{\partial (G/D)^2} = 0$. Ниже в результате идентификации коэффициентов модели буримости (9.15) будет показано, что величины α и γ зависят от дифференциального давления на забое скважины. Следовательно, безоговорочное использование при расчете оптимального режима бурения рекомендаций зарубежной фирмы относительно рациональных соотношений между гидравлической и механической мощностями на забое представляется неоправданным. Для идентификации коэффици-

циентов уравнения (9.15) использованы экспериментальные данные Р.Л. Бабаяна, Г.М. Финкельштейна и Я.А. Гельгафта, полученные в результате бурения скважин на площадях Мурадханлы, Карабаглы и Куйджик.

Анализируемый объем выборочной совокупности данных (табл. 9.1) состоял из 58 замеров средней механической скорости бурения в зависимости от фиксированных уровней удельной осевой нагрузки, гидравлической мощности в насадках долота и среднего дифференциального давления (отношения гидростатического давления p_r к поровому p_n).

Таблица 9.1

Первичные данные по скважинам, использованные для идентификации модели буримости (9.15)

Номер скважины, площадь	G , кН	Подача насосов $Q \cdot 10^{-3}$, м ³ /с	Диаметр насадок d_n , мм	N_r , кВт	G/D , кН/см	N_r/D^2 , кВт/см ²	v_y , м/ч
89 Кюрсянтя	70	33	16	120	2,6	0,166	0,96
		36	16	170		0,235	0,94
		36	14	270		0,373	1,04
		39	14	345		0,477	1,02
		30	11	410		0,567	1,08
96 Карабаглы	100	33	16	210	3,7	0,166	1,06
		39	16	205		0,283	1,12
		36	14	270		0,373	1,08
		36	13	370		0,511	1,20
		30	11	410		0,567	1,24
	160	21	11	145	5,9	0,200	1,12
		39	16	225		0,283	1,08
		36	14	270		0,373	1,18
		39	14	345		0,477	1,30
		30	11	410		0,567	1,32
75 Карабаглы	160	30	16	90	8,4	0,248	2,35
		28	16	160		0,443	2,10
	160*	27	12	200		0,554	2,65
		25	11	220		0,609	2,85
		23	10	260		0,720	3,12
		27	11	280		0,776	3,20
		28	16	75		0,208	0,95
		32	16	110		0,305	1,10
		22	11	160		0,443	1,45
		23	11	180		0,499	1,40
		25	11	230		0,637	1,50
		26	11	260		0,720	1,65
		21	16	80		0,222	0,72
		18	11	95		0,263	0,75
		25	16	140		0,388	0,85
		22	11	175		0,485	0,80
		24	11	220		0,609	0,85
		22	10	260		0,720	0,90
		23	10	295		0,817	0,92

Продолжение табл. 9.1

Номер скважины, площадь	G , кН	Подача насосов $Q \cdot 10^{-3}$, м ³ /с	Диаметр насадок d_n , мм	N_n , кВт	G/D , кН/см	N_n/D^2 , кВт/см ²	v_m , м/ч
80, 82, 83 Му-радханлы	50	46	18	130	1,7	0,149	1,25
		50	18	170		0,195	1,50
		50	16	265		0,300	1,90
		54	16	330		0,379	1,92
	100	50	18	170	3,4	0,195	2,40
		46	16	205		0,236	3,00
		46	15	255		0,293	3,25
		54	16	330		0,379	4,00
	130	46	14	350	4,4	0,402	3,80
		50	18	170		0,195	3,00
		46	18	130		0,149	2,85
		54	18	205		0,236	3,48
	160	50	16	265	5,4	0,300	4,06
		46	15	255		0,293	4,00
		46	14	350		0,402	4,80
		38	13	290		0,333	4,50
	90	50	18	170	4,2	0,195	3,80
		54	18	205		0,236	4,50
		50	16	265		0,300	5,30
		46	15	285		0,327	6,45
	160	32	11	285	7,4	0,327	5,95
		38	13	290		0,333	6,60
		46	14	350		0,402	7,60
		34	14	165		0,357	3,00
156, 158 Куй-джик	90	37	14	210	4,2	0,454	3,70
		28	11	280		0,606	4,00
		34	12	320		0,692	4,35
		36	12	380		0,822	4,40
	160	30	13	150	7,4	0,324	3,45
		26	11	230		0,498	4,56
		40	14	270		0,584	5,15
		34	12	320		0,692	5,46
	90	36	12	380	4,2	0,822	5,60
		32	13	200		0,433	2,90
		24	10	270		0,584	3,18
		28	11	310		0,671	3,28
	160	30	11	340	7,4	0,735	3,30
		33	13	200		0,433	3,15
		17	8	230		0,498	3,20
		24	10	270		0,584	3,50
		32	12	295		0,638	3,46
		29	11	340		0,735	3,70

* Число насадок — 2, в остальных случаях — 3.

При первичной обработке данных по всем анализируемым скважинам при фиксированных значениях параметра G/D между переменными n/v_m и D^2/N_n установлена линейная связь. Коэффициент корреляции оказался равным 0,95, относительная ошибка в центре плана при доверительной вероят-

ности 0,95 составила $\pm 5\%$. Дальнейшая математическая обработка данных проведена на ЭВМ методом скользящего допуска при условии $\psi = 1$.

Установленные усредненные значения коэффициентов модели (9.15) и сводные сведения по скважинам представлены в табл. 9.2. Нелинейный множественный коэффициент корреляции при аппроксимации данных по площадям составил 0,9. Совпадение промысловых и расчетных значений механической скорости бурения проиллюстрировано рис. 9.1.

Результаты идентификации при уровне значимости 0,05 позволяют сделать следующий вывод.

Коэффициенты k_f и $\bar{\alpha}$ в математической модели (9.15) не зависят от дифференциального давления и, по-видимому, коррелируются в зависимости от прочности скелета и категории сплошности горной породы, типоразмера долота, кон-

Таблица 9.2

Результаты идентификации коэффициентов модели буримости (9.15)

Площадь, номер скважины	Интервал бурения, м	Диаметр долота, мм	Плотность бурового раствора, кг/м ³	N_r/D^2 , кВт/см ²	G/D , кН/см
Мурадханлы 80, 82, 83	2360–2625	29,5	1320–1340	0,149–0,402	1,7–5,4
Куйджик 156, 158	2000–2200	21,5	1445–1448	0,324–0,822	4,2–7,4
То же	2200–2500	21,5	1550–1570	0,433–0,735	4,2–7,4
Карабаглы 96	3684–4052	26,9	2100–2140	0,166–0,567	2,6–5,9

Продолжение табл. 9.2

Площадь, номер скважины	n , мин ⁻¹	Диапазон изменения $(p_1/p_n)_{ср}$	k_f	$\bar{\alpha}$	α	γ	$2\alpha - \gamma$
Мурадханлы 80, 82, 83	92	0,88; 0,84–0,92	0,0132	0,0005	1,687	1,220	2,154
Куйджик 156, 158	94	1,08; 1,05–1,12 1,15	0,0290	0,0288	0,617	0,453	0,781
То же	94	1,13–1,17 1,22	0,0285	0,0040	0,359	0,678	0,040
Карабаглы 96	70	1,20–1,24	0,0130	0,0057	0,239	0,368	0,110

Примечание. Данные по скв. 75 Карабаглы не использованы при идентификации из-за постоянного уровня удельной осевой нагрузки ($G/D = 8,4$ кН/см).

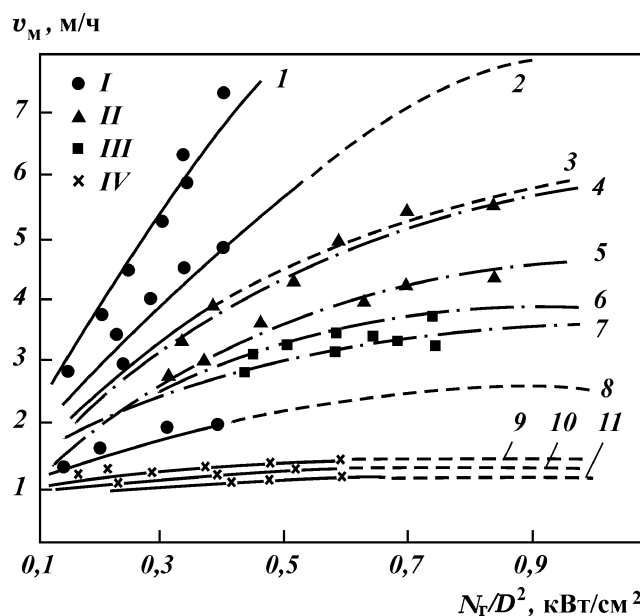


Рис. 9.1. Зависимость средней механической скорости v_m от удельной гидравлической мощности в насадках долота N_T/D^2 (экспериментальные данные по площадям):

I — Мурадханлы; *II*, *III* — Куйджик, интервал соответственно 2000–2200 и 2200–2500 м; *IV* — Карабаглы

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5	6
G/D , кН/см.....	5,4	4,4	3,4	7,4	4,2	7,4
n , мин ⁻¹	92	92	92	94	94	94
Номер кривой на рисунке.....	7	8	9	10	11	
G/D , кН/см.....	4,2	1,7	5,9	3,7	2,5	
n , мин ⁻¹	94	92	70	10	70	

струкции промывочных каналов, долевого и компонентного составов бурового раствора. Например, несмотря на значительную разницу глубин бурения, коэффициент k_f для площадей Мурадханлы и Карабаглы оказался одинаковым по значению.

При проверке гипотезы о разности между среднеарифметическим по критериям Стьюдента и Ван-дер-Вардена была выявлена значимая разница между генеральными средними величинами безразмерных дифференциальных давлений по площадям (см. табл. 9.2). Интервалы изменения средних безразмерных дифференциальных давлений по соседним площа-

дям почти на порядок превышают доверительные интервалы колебания средних значений дифференциальных давлений на любой конкретной площади. Здесь можно говорить о значимой связи безразмерных коэффициентов α и γ с дифференциальным давлением (см. табл. 9.2). Примечательно существенное снижение этих коэффициентов с ростом репрессии на пласт. Анализ уравнения (9.15) показывает, что в зависимости от изменения значений и соотношений между коэффициентами α и γ форма кривой $v_m/n(G/D)$ при прочих равных условиях может изменяться от S-образной до прямой, параллельной оси абсцисс ($\alpha = \gamma = 0$).

Для иллюстрации влияния гидравлической мощности в насадках долота на механическую скорость бурения уравнение (9.15) представим в виде

$$v_m = \frac{[k_f (G/D)^\alpha]^{-1} n}{[k_f (G/D)^\alpha]^{-2} + \xi \frac{D^2}{N_r}}, \quad (9.17)$$

где

$$\xi = \frac{\bar{a} n^\gamma}{k_f^2 (G/D)^{2\alpha-\gamma}}.$$

Из зависимости (9.17) следует, что степень влияния параметра N_r/D^2 на механическую скорость определяется коэффициентом ξ . При малых значениях этого коэффициента увеличивается эффективность воздействия реализуемой гидравлической мощности на механическую скорость бурения, чему способствует повышенная осевая нагрузка на долото. Вместе с тем из табл. 9.2 следует, что по мере роста дифференциального давления разность $(2\alpha - \gamma)$ интенсивно уменьшается. В этом случае коэффициент ξ практически не зависит от осевой нагрузки и повышение гидравлической мощности в насадках долота оказывается неэффективным. Приведенные пояснения подтверждаются графическими данными (см. рис. 9.1).

Таким образом, одним из существенных условий получения в реальных условиях бурения традиционной бингхемовской "рабочей кривой" является снижение гидростатического и гидродинамического давления на забое скважины. Без выполнения этого условия мероприятия по повышению осевой нагрузки на забой и гидравлической мощности, подводимой к долоту, малоэффективны. Вполне очевидно, что следует ожидать различной степени влияния дифференциального дав-

ления на коэффициенты α и γ в зависимости от литологии пород, компоновки низа бурильной колонны, долевого и компонентного составов бурового раствора. Однако можно считать установленным, что при бурении глинистых отложений снижение дифференциального давления приводит к интенсификации гидромеханических процессов разрушения горных пород. Снижение дифференциальных давлений за счет уменьшения плотности буровых растворов или гидродинамических перепадов давления в кольцевом пространстве скважины способствует проявлению гидромониторного эффекта даже при постоянном уровне остальных режимных параметров бурения.

Математическая модель (9.15) может использоваться как основная составляющая при оптимизации по стоимостному критерию (независимо от совершенства очистки забоя) традиционными способами при условии идентификации коэффициентов на начальном участке бурения или в скважине-аналоге. Адекватное описание процесса углубления позволяет рекомендовать коэффициенты модели в качестве информативных параметров, требующих накопления в банке данных в целях дальнейшего использования при проектировании бурения скважин или управлении бурением.

Результаты разработки и идентификации коэффициентов новой модели буримости (9.15) позволяют сделать следующие выводы:

- изменение средней механической скорости бурения в зависимости от гидравлической мощности в насадках долота и режимных параметров бурения адекватно описывается математической моделью (9.15);

- показателем количественного влияния гидравлической мощности на среднюю механическую скорость является обобщенный коэффициент ξ , зависящий от удельной осевой нагрузки, частоты вращения долота и показателей степени α и γ ;

- дифференциальное давление на забое влияет на коэффициенты α и γ , определяет форму кривой буримости $\frac{v_m}{n} \left(\frac{G}{D} \right)$ и меру воздействия гидравлической мощности в насадках долота на механическую скорость бурения;

- реализация больших гидравлических мощностей в насадках долота при высоких репрессиях на пласт неэффективна;

- снижение дифференциальных давлений на забое скважины (при прочих равных условиях) способствует проявлению гид-

ромониторного эффекта в результате интенсификации гидромеханических процессов разрушения горных (глинистых) пород.

Вместе с тем математическая модель (9.15) включает четыре коэффициента (k_r , $\bar{a}$, α , γ), для которых требуется идентификация, и учитывает влияние дифференциального давления на механическую скорость в неявном виде (с помощью коэффициентов α и γ), что затрудняет практическое использование этой модели в настоящее время.

Однако обобщенная модель буримости (9.15) и результаты идентификации (см. табл. 9.21) позволяют выделить основные размерные комплексы, влияющие на механическую скорость бурения, сформировать на базе π -теоремы безразмерные переменные и трансформировать модель (9.15) в критериальную обобщенную модель буримости (Г.Г. Габузов, В.Г. Гераскин). Результаты идентификации коэффициентов α и ψ в уравнении (9.15) указывают на различную степень влияния удельной механической $\left(\frac{G}{D}n\right)$ и гидравлической мощностей в

насадках долота $\left(\frac{N_r}{D^2} \equiv \frac{\rho v_n^2}{D^2} Q\right)$ на среднюю механическую скорость бурения v_m . Поскольку одинаковую гидравлическую мощность можно реализовать при множестве сочетаний скорости истечения v_n и подачи насосов Q , то величины v_n и Q в общем случае должны быть включены в отдельные критерии подобия. Предполагаемая неодинаковая степень влияния этих критериев на механическую скорость бурения и приведенная Б.В. Байдюком и Р.В. Винярским зависимость интенсивности разрушения горных пород от контактной поверхности прямого действия гидромониторной струи обуславливают необходимость изолированного учета средневзвешенного диаметра насадок долота d_n в соответствующем критерии подобия. Кроме того, по данным Б.Л. Александрова и С.Г. Фурсина, на буримость горных пород влияет разность между горным $p_{го}$ и гидростатическим p_r давлениями, что также должно быть учтено отдельным комплексом.

Установленные параметры с учетом уравнения (9.7) составляют следующую функциональную зависимость:

$$f\left[v_m, n, D, \frac{G}{D^2}, \sigma_n, \rho v_n^2, Q, (p_{го} - p_r), \bar{d}_n\right] = 0, \quad (9.18)$$

$$\bar{d}_n = \sqrt{d_1^2 + d_2^2 + d_3^2},$$

где d_1, d_2, d_3 — диаметры насадок долота.

В соответствии с π -теоремой выражение (9.18) преобразуется в критериальную зависимость, содержащую пять безразмерных определяющих комплексов:

$$\frac{v_m}{nD} = f_1(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_5), \quad (9.19)$$

$$\text{где } \pi_1 = \frac{G}{D^2 \sigma_r}; \pi_2 = \frac{\rho v_m^2 D^2}{G}; \pi_3 = \frac{Q}{D^3 n}; \pi_4 = \frac{(p_{го} - p_r)}{G} D^2; \pi_5 = \frac{\bar{d}_n}{D}.$$

На основании исследования Ван Лингена, Бургайна и Янга зависимость между величиной σ_n и дифференциальным давлением можно выразить уравнением

$$\sigma_n = \sigma_0(1 + k\Delta p'), \quad (9.20)$$

где σ_0 — прочность горных пород при $\Delta p' = 0$ в забойных условиях, Па; k — размерный постоянный коэффициент, Па^{-1} , $k \approx 10^{-7}$; $\Delta p'$ — дифференциальное давление на забое, Па.

Значение дифференциального давления $\Delta p'$ в формуле (9.20) определяется разностью между суммарным забойным ($p_r + p_k$) и поровым (пластовым) давлением (p_n):

$$\Delta p' = (p_r + p_k) - p_n, \quad (9.21)$$

где p_r — гидростатическое давление, Па, $p_r = \rho g H$; p_k — потери давления в кольцевом пространстве, Па; ρ — плотность бурового раствора, кг/м^3 ; H — глубина скважины, м; g — ускорение силы тяжести, м/с^2 , $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Потери давления в кольцевом пространстве определяются по следующим формулам, которые можно получить из общеизвестной зависимости Дарси — Вейсбаха

$$p_k = \sum_1^n \varepsilon_i \rho Q^2, \quad (9.22)$$

где

$$\sum_1^n \varepsilon_i = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4; \quad (9.23)$$

$$\varepsilon_1 = 0,04 \frac{H - L_y - L_{3A}}{(D - d_r)^3 (D + d_r)^2}; \quad (9.24)$$

$$\varepsilon_2 = 0,04 \frac{L_y}{(D - D_y)^3 (D + D_y)^2}; \quad (9.25)$$

$$\varepsilon_3 = 0,04 \frac{L_{3,А}}{(D - D_{3,А})^3 (D + D_{3,А})^2}; \quad (9.26)$$

$$1,04 \cdot 10^6 \leq \varepsilon_4 \leq 14,44 \cdot 10^6, \quad (9.27)$$

где $\sum_{i=1}^n \varepsilon_i$ — показатель, представляющий собой суммарный размерный коэффициент, который характеризует геометрию и меру гидравлических сопротивлений кольцевого пространства, м^{-4} ; ε_1 — коэффициент для кольцевого пространства с учетом замковых соединений за бурильными трубами, внешним диаметром d_r и длиной $(H - L_y - L_{3,А})$; ε_2 — то же, за УБТ длиной L_y и диаметром D_y ; ε_3 — то же, за забойным двигателем длиной $L_{3,А}$ и диаметром $L_{3,А}$; ε_4 — то же, за опорно-центрирующими элементами, калибраторами, центраторами и прочей вспомогательной оснасткой КНБК.

Диапазоны изменения коэффициента ε_4 в неравенстве (9.27) установлены В.Г. Гераськиным в результате промысловых исследований в бурящихся скважинах ПО "Грознефть" для наиболее распространенных элементов КНБК, включающих два спиральных калибратора и один спиральный центратор (5КС 311,1 СТК и ЦС 309 — $\varepsilon_4 = 1,04 \cdot 10^6 \text{ м}^{-4}$; 5КС 295, 3СТК и ЦС 293 — $\varepsilon_4 = 1,09 \cdot 10^6 \text{ м}^{-4}$; 5КС 215,9 СТ и ЦС 214 — $\varepsilon_4 = 1,31 \cdot 10^6 \text{ м}^{-4}$; КС 165,1 СТ и ЦТ 164 — $\varepsilon_4 = 14,44 \times 10^6 \text{ м}^{-4}$).

Критериальное уравнение (9.19) с учетом выражения (9.20) можно представить в виде степенной зависимости:

$$\frac{v_M}{nD} = \frac{A}{\sigma_0 a_1} \left[\frac{G}{D^2 (1 + k \Delta p')} \right]^{a_1} \pi_2^{a_2} \pi_3^{a_3} \pi_4^{a_4} \pi_5^{a_5}. \quad (9.28)$$

Показатели степени $a_1, a_2, \dots, a_5$ и постоянный безразмерный коэффициент A в уравнении (9.28) в принципе могут быть определены методом наименьших квадратов при обработке промысловых данных. Однако неопределенность величины σ_0 приводит к незамкнутой системе уравнений для определения постоянных характеристик зависимости (9.28). Вместе с тем величина $A/\sigma_0^{a_1}$ по физическому смыслу аналогична коэффициенту k_f в уравнении (9.15), значение которого постоянно в пределах выборочной совокупности данных по

отдельным площадям (см. табл. 9.2). Это позволило определить коэффициенты выражения (9.28) методом скользящего допуска на ЭВМ, используя обобщенную модель буримости (9.15) в качестве промежуточной функции с показателями, идентифицированными по результатам опытного бурения на площадях Мурадханлы, Карабаглы и Куйджик (см. табл. 9.2).

В результате идентификации коэффициентов уравнения (9.28) получена критериальная обобщенная модель буримости вида

$$\frac{v_m}{nD} = \frac{1}{\sigma_y^2} \left[\frac{G}{D^2(1 + k\Delta p')} \right]^{2.0} \pi_2^{0.43} \pi_3^{0.20} \pi_4^{0.72} \pi_5^{0.65}, \quad (9.29)$$

$$\sigma_y = \sigma_0 \sqrt{A}.$$

В пределах изменения факторов выборочной совокупности данных коэффициент вариации разности механических скоростей, определенных по уравнениям (9.15) и (9.29), составляет 2,5 %.

Принципиальное отличие модели буримости (9.29) от известных моделей заключается в возможности адекватного описания подобных процессов бурения в глинистых отложениях, составляющих 70–80 % геологического разреза скважин, а также в учете в явном виде дифференциального давления, прочностных свойств глинистых пород и параметров, характеризующих режим промывки забоя бурящихся скважин. Очевидно, что критериальная модель (9.29) должна совершенствоваться по мере накопления промысловых данных и адаптироваться к условиям бурения пород различного литологического состава. Однако даже в настоящее время эта модель может использоваться при решении целого ряда практических задач.

Так, математический анализ уравнения (9.29) указывает на существование вполне определенной экстремальной подачи буровых насосов Q (м³/с), при которой механическая скорость бурения максимальна. Эту подачу (расход бурового раствора) можно определить из зависимости (9.29) с учетом уравнений (9.21) и (9.22) при условии $\partial v_m / \partial Q = 0$, что дает

$$Q_3 = \sqrt{\frac{k' + (\rho g H - p_n)}{3\rho \sum_{i=1}^n \varepsilon_i}}, \quad (9.30)$$

где $k' = 1/k$, $k' = 10^7$ Па.

Отклонение подачи насосов (в большую или меньшую сторону) от значения Q_3 , определяемого формулой (9.30), приведет к снижению механической скорости бурения. Элементарный анализ указывает, что экстремальная подача снижается при увеличении депрессии на пласт и росте гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины. Таким образом, зависимость

$$v_m = Q(a + bQ) \quad (9.31)$$

(a и b — коэффициенты, зависящие от свойств проходимых пород, качества промывочной жидкости и размера кольцевого пространства), установленная В.С. Федоровым и характеризующая асимптотическое приближение v_m с ростом Q к некоторому предельному значению, носит частный характер. По-видимому, это объясняется анализом данных при бурении скважин с высокими репрессиями на пласт.

Вполне очевидно, что действительная подача насосов Q_A не должна превышать величину Q_3 , которая определяется по формуле (9.30), т.е.

$$Q_A \leq Q_3, \quad Q_A \leq \sqrt{\frac{k' + (\rho g H - p_n)}{3\rho \sum_{i=1}^n \epsilon_i}}. \quad (9.32)$$

Неравенство (9.32) можно использовать как одно из важных ограничений гидравлических программ на подачу насосов. Впервые подобное ограничение установлено А.В. Орловым и В.Г. Гераськиным, однако оно базируется на анализе эмпирического уравнения буримости

$$v_m = \frac{a_1 (G + a_2) \left(\frac{Q}{f_0} + a_3 \right) n^{a_4}}{(\Delta p + a_5)^2 D^2} \quad (9.33)$$

(v_m — механическая скорость проходки, м/ч; G — осевая нагрузка на долото, кН, n — частота вращения долота, мин⁻¹; Q — подача буровых насосов, м³/с; f_0 — суммарная площадь поперечных сечений промывочных каналов долота, м²; D — диаметр долота, мм; Δp — дифференциальное давление на забое, МПа; $a_1, a_2, \dots, a_5$ — опытные коэффициенты) и поэтому не носит обобщающего характера.

9.2. СОСТАВЛЕНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОГРАММ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И БУРЕНИИ СКВАЖИН

Строгой границы в методических основах составления гидравлических программ углубления скважин на базе одинаковой исходной информации при проектировании и управлении процессом бурения не существует. Эта граница размыта и склонна к исчезновению по мере приближения исходной информации к реальным значениям.

Обобщенный характер установленных формализованных представлений о гидромеханических процессах в бурящихся скважинах позволяет отказаться от эмпирических рекомендаций при составлении гидравлических программ. Оптимизированный вариант гидравлической программы углубления скважин предусматривает синтез этих представлений в результате формализации и алгоритмизации многофакторной оптимизационной задачи по выбору регулируемых показателей гидромеханических процессов промывки ствола при бурении скважин.

Однако количественная эффективность оптимизированного варианта гидравлической программы зависит от уровня практической реализации полученных решений, пределов изменения горно-геологических и технико-технологических ограничений, выполнения требования по поддержанию режимных параметров бурения на уровне оптимальных значений. Например, маловероятно существенное повышение технико-экономических показателей бурового процесса в результате использования гидравлических программ углубления скважин при низком качестве долот и нагнетательного оборудования, а также применения буровых растворов с нерегулируемыми показателями.

Следовательно, реализацию оптимизированного варианта гидравлической программы в промышленных условиях можно рассматривать не только в качестве резерва повышения технико-экономических показателей бурения, но и в виде доказательства необходимости проведения соответствующих научно-организационных мероприятий по повышению культуры производства, улучшению состояния нагнетательных систем, рациональному использованию реагентов для обработки буровых растворов, развитию научных основ совместного рационального выбора режимных параметров бурения и

показателей гидравлической программы. Вместе с тем следует учесть и объективные обстоятельства, при которых невозможна реализация оптимизированных показателей гидравлической программы в полном объеме (особые горно-геологические условия, износ оборудования, невозможность регулирования реологических характеристик, отсутствие требуемой номенклатуры насадок долот и т.д.).

Представляется рациональной разработка нескольких типов гидравлических программ — с различной степенью приближения выходных показателей к оптимальным значениям с учетом объективных обстоятельств бурения. Так, разработанный оптимизированный вариант гидравлической программы позволяет не только произвести выбор требуемых диапазонов изменения реологических характеристик буровых растворов, но и задать эти диапазоны в виде ограничений, соответствующих существующим реальным условиям бурения. В этом случае результаты решения не потребуют каких-либо воздействий для регулирования свойств буровых растворов, однако требования на изменение подачи насосов и гидравлической мощности в насадках долота могут оказаться более жесткими. Возможен также перевод всех показателей гидравлической программы в ограничения, соответствующие существующим условиям бурения. Однако при этом гидравлическая программа произведет пассивный расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе, что, естественно, не приведет к улучшению показателей процесса бурения.

Гидравлические программы предназначены для использования на буровых предприятиях при формировании проектных и управленческих решений, включая автоматизированные системы.

Математические модели, а также исходная информация и выходные показатели гидравлических программ предусматривают использование Международной системы единиц измерения (СИ).

Условные обозначения исходной информации гидравлических программ углубления скважин

ρ — плотность бурового раствора, кг/см³;
 G_0 — максимальный градиент порового (пластового) давления в необсаженной части ствола, Па/м;
 G_r — минимальный градиент давления гидроразрыва (поглощения) в необсаженной части ствола, Па/м;

g — ускорение силы тяжести, м/с² ($g = 9,81$ м/с²);
 H — текущая или конечная глубина скважины (интервала), м;
 L_y — длина утяжеленных бурильных труб, м;
 $L_{з.д}$ — длина забойного двигателя, м;
 $l_э, d_э$ — эквивалентная длина и диаметр кольцевого пространства, м;
 D — средневзвешенный диаметр ствола скважины (долота), м;
 $d_{т.0}, D_{y0}$ — внутренний диаметр бурильных труб и УБТ соответственно, м;
 $d_т, D_y$ — внешний диаметр бурильных труб и УБТ соответственно, м;
 $D_{з.д}$ — внешний диаметр забойного двигателя, м;
 $F_з$ — площадь забоя скважины, м²;
 F_k — площадь кольцевого пространства за бурильными трубами, м²;
 v_m — средняя механическая скорость бурения, м/ч;
 n — частота вращения бурильных труб, с⁻¹;
 μ_0 — коэффициент расхода насадок долота;
 N_n — полезная мощность насоса, Вт.

Условные обозначения выходных показателей гидравлических программ углубления скважин

τ_0 — динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па;
 η — пластическая вязкость, Па·с;
 Q — расчетная теоретическая подача буровых насосов (насоса), м³/с;
 Q_t — дискретное значение теоретической подачи насоса конкретного типа в соответствии с диаметром втулок и установленным числом двойных ходов штока, м³/с;
 Q_n — дискретное значение действительной подачи насоса (насосов) с учетом коэффициента наполнения, м³/с;
 k — число работающих насосов;
 D_b — диаметр втулок насоса, м;
 α — коэффициент наполнения цилиндров насоса;
 P_x — число двойных ходов штока в 1 мин;
 d — средневзвешенный диаметр разнообразных насадок (d_1, d_2, d_3), мм;
 m — количество насадок гидромониторного долота;

f_0, f_{0A} — расчетная и действительная площадь сечения насадок, м²;

v_n, v_{nA} — расчетная и действительная скорости истечения из насадок долот, м/с;

N_r — гидравлическая мощность в насадках долота, Вт;

ξ — удельная гидравлическая мощность на забое при истечении из насадок долота, Вт/м²;

Re_A — критерий Рейнольдса при истечении из насадок долота;

$\bar{w}_k$ — средняя скорость восходящего потока в скважине, м/с;

$p_{Aj}, p_{A,j}$ — расчетный и действительный перепады давления в насадках долота ($j = 1$ — роторное бурение, $j = 2$ — бурение забойными двигателями), Па;

p_n — допустимое рабочее давление нагнетания, Па;

p_c — давление на выкиде насосов, Па;

p_0 — потери давления в обвязке насосов, Па;

$p_{tr}, p_{убт}, p_z, p_{zA}$ — потери давления в бурильных трубах, УБТ, замках и забойном двигателе соответственно, Па;

$p_{к.з.д}, p_{к.убт}, p_{к.т}$ — потери давления в кольцевом пространстве за забойным двигателем, УБТ и бурильными трубами соответственно, Па;

$\sum_{i=1}^n p_i$ — суммарные гидравлические сопротивления в циркуляционной системе без учета долота, Па;

p_z — суммарное давление на забое, Па;

Δp — дифференциальное давление на забое, Па.

Оптимизированный вариант гидравлической программы предусматривает выбор подачи насосов, диаметров и числа насадок гидромониторных долот, а также допустимых диапазонов изменения реологических характеристик буровых растворов с учетом горно-геологических и технико-технологических условий бурения. Помимо этой основной выходной информации определяются гидравлические сопротивления в элементах циркуляционной системы, гидравлическая мощность и критерий Рейнольдса в насадках долота, допустимая скорость восходящего потока, дифференциальное давление на забое скважины, предельные скорости спуска и подъема бурильных труб для наибольших значений реологических характеристик буровых растворов.

Использование гидравлической программы предполагает снижение стоимости 1 м проходки в результате повышения

показателей работы долот за счет реализации гидромониторного эффекта, снижения забойного гидродинамического давления и обеспечения требуемого режима работы забойных двигателей при разрушении горных пород; рационального использования гидравлической мощности насосной установки; снижения вероятности осложнений и аварий, связанных с зашламлением ствола, флюидопроявлениями и поглощениями бурового раствора путем гарантированного выноса разбуренной горной породы и выполнения ограничений на изменение давлений в стволе скважины.

Методические основы оптимизированного варианта гидравлической программы сводятся к следующему.

Закономерности, выявленные при исследовании влияния режимных параметров бурения на стоимость 1 м проходки оптимизационными методами, позволили сделать вывод о целесообразности поддержания гидравлической мощности в насадках долота на максимально возможном уровне. Эффективность снижения стоимости 1 м проходки при этом зависит от степени приближения осевых нагрузок и частот вращения долота к оптимальным значениям, что считается априорно установленным по действующим методикам для роторного бурения, а для турбинного бурения рассматривается далее.

Из-за опасности размыва элементов долота удельная гидравлическая мощность в насадках не должна превышать $0,57 \text{ кВт/см}^2$ (на единицу площади забоя), что составляет $0,45 \text{ кВт/см}^2$ (на единицу квадрата диаметра долота). Учитывая выражения

$$\varphi_A = \frac{\rho v_n^2}{2\mu_0^2} q_3; \quad (9.34)$$

$$\varphi = N_r/F_3, \quad q = Q/F_3$$

(φ_A — удельная гидравлическая мощность на единицу площади забоя F_3 ; μ_0 — коэффициент расхода; q_3 — удельный расход жидкости на единицу площади забоя; N_r — гидравлическая мощность в насадках долота), можно записать

$$\frac{1}{D^2} \frac{\rho v_n^2}{2\mu_0^2} Q < 0,45 \cdot 10^7$$

или

$$v_n < 3 \cdot 10^3 \frac{\mu_0 D}{\sqrt{\rho Q}}; \quad (9.35)$$

$$\mu_0 = 0,9.$$

Например, на основании неравенства (9.35) для долот диаметрами 190,5 и 215,9 мм ($D \approx 0,2$ м) при нагнетании буровых растворов плотностью 1200 кг/м^3 с подачей $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$ наибольшая допустимая скорость истечения из насадок составит 90 м/с .

Двухстороннее ограничение на возможные диапазоны изменения гидравлической мощности N_r в насадках долота с учетом неравенства (9.35) примет вид:

$$[v_n]^2 \rho Q / 2 \mu_0^2 \leq N_r < 0,45 \cdot 10^7 D^2; \quad (9.36)$$

$$N_r = p_n Q,$$

где $[v_n]$ — наименьшая требуемая скорость истечения (по ЕТП¹ не менее 80 м/с).

Согласно выражению (9.36), наименьшая допустимая гидравлическая мощность в насадках пропорциональна подаче насосов. Следовательно, функцию отклика, одновременно удовлетворяющую максимуму гидравлической мощности в насадках долот и полному использованию полезной гидравлической мощности насосной установки, можно записать в виде

$$\left[k_3 \alpha k N_n - \left(p_{At} Q + \sum_i^n p_i Q \right) \right] \rightarrow \min. \quad (9.37)$$

С целью увеличения межремонтного периода коэффициент загрузки насосов по давлению в уравнении (9.37) на основании рекомендаций ВНИИБТ принимается равным $0,8$ ($k_3 = 0,8$).

Коэффициент наполнения цилиндров насоса α определяется по эмпирической формуле М.А. Караева, полученной в результате экспериментальных работ с буровыми растворами различных физико-механических свойств ($\rho = 1250 \div 2000 \text{ кг/м}^3$, $T = 25 \div 105$ с по ПВ-5):

$$\alpha = 1,33 - 0,35 \cdot 10^{-3} \rho. \quad (9.38)$$

Гидравлическая мощность насоса N_n в функции отклика (9.37) устанавливается по паспортной характеристике. Например, для насосов БРН-1, У8-6М2А, У8-7МА2 и УБН-1250

¹ Единые правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. — М.: ВНИИБТ, 1983.

гидравлическая мощность одного насоса ($k = 1$) составляет 330, 510, 700 и 1062 кВт соответственно.

В случае составления гидравлической программы при бурении с использованием забойных двигателей перепад давления в насадках долота $p_{\Delta 2}$ необходимо ограничить с целью предотвращения повреждения уплотнения вала с присоединенным гидромониторным долотом. Перепад давления при использовании турбобуров не должен превышать 6 МПа. С учетом этого ограничения при минимизации целевой функции (9.37) принимается $p_{\Delta 2} = 5$ МПа.

Подача насосов при бурении забойными двигателями обычно регламентируется на основании положительного опыта бурения в конкретных условиях. При отсутствии этих данных для определения параметров серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей можно воспользоваться ТУ 26-02-367–71. Таким образом, в случае отсутствия более обоснованных данных при использовании забойных двигателей можно принять $p_{\Delta 2} = 5$ МПа, а требуемую подачу насосов определить по табл. П.1 (см. прил.). В общем случае, независимо от способа бурения, подача насосов устанавливается в результате минимизации функции отклика (9.37) с учетом ограничений оптимизационной задачи. При этом характеристика забойного двигателя должна быть изменена в соответствии с требуемой подачей насосов, регламентируемой гидравлической программой, например путем подбора количества и типа секций в турбобуре.

Принципиальная схема алгоритма при поиске оптимальных показателей гидравлической программы в результате минимизации функции отклика (9.37) сводится к следующему.

Практическое постоянство коэффициента гидравлических сопротивлений в зоне перехода буровых растворов к турбулентному режиму течения позволяет в первом приближении определять гидравлические сопротивления в элементах циркуляционной системы без учета влияния реологических характеристик. Гидравлические сопротивления в циркуляционной системе в этом случае зависят лишь от плотности буровых растворов и подачи насосов и могут определяться по следующим формулам:

$$\sum_{i=1}^n p_i = p_0 + p_{\tau} + p_{\text{убт}} + p_z + p_{z,\Delta} + p_{\kappa,z,\Delta} + p_{\kappa,\text{убт}} + p_{\kappa,\tau}; \quad (9.39)$$

$$p_0 = a_0 \rho Q^2, \quad a_0 \approx 3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}; \quad (9.40)$$

$$p_{\tau} = \frac{8\lambda_{\tau}}{\pi^2 d_{\tau 0}^5} (H - L_y - L_{3,\Delta}) \rho Q^2; \quad (9.41)$$

$$p_{y\text{бт}} = \frac{8\lambda_{\tau}}{\pi^2 d_{y0}^5} L_y \rho Q^2; \quad (9.42)$$

$$\lambda_{\tau} = 0,028;$$

$$p_3 = \frac{8}{\pi^2} \xi \rho \frac{H - L_y - L_{3,\Delta}}{l_{\tau 1}} \frac{Q^2}{d_{\tau 0}^4}, \quad \xi = 2 \left[\left(\frac{d_{\tau 0}}{d_3} \right)^2 - 1 \right]^2; \quad (9.43)$$

$$p_{3,\Delta} = a_{\tau} \rho Q^2; \quad (9.44)$$

a_{τ} — коэффициент (см. табл. П.1 прил.: $a_{\tau} = a_7$);

$$p_{\kappa,3,\Delta} = \frac{8\lambda_{\kappa}}{\pi^2 (D - D_{3,\Delta})(D^2 - D_{3,\Delta}^2)^2} L_{3,\Delta} \rho Q^2; \quad (9.45)$$

$$p_{\kappa,y\text{бт}} = \frac{8\lambda_{\kappa}}{\pi^2 (D - D_y)(D^2 - D_y^2)^2} L_y \rho Q^2; \quad (9.46)$$

$$p_{\kappa,\tau} = \frac{8\lambda_{\kappa}}{\pi^2 (D - d_{\tau})(D^2 - d_{\tau}^2)^2} (H - L_{3,\Delta} - L_y) \rho Q^2, \quad (9.47)$$

где $\lambda_{\kappa} = 0,048$.

Предельная максимальная подача буровых насосов (насоса) лимитируется давлением поглощения или гидроразрыва пород. Ограничение на предотвращение поглощения бурового раствора при учете гидростатического давления и перепадов давления в кольцевом пространстве, определяемых формулами (9.45) — (9.47), будет иметь вид

$$Q < \frac{\pi(G_{\tau}H - \rho gH)^{1/2}}{(8\rho\lambda_{\kappa})^{1/2} \left(\frac{L_{3,\Delta}}{(D - D_{3,\Delta})(D^2 - D_{3,\Delta}^2)^2} + \frac{L_y}{(D - D_y)(D^2 - D_y^2)^2} + \frac{H - L_{3,\Delta} - L_y}{(D - D_{\tau})(D^2 - D_{\tau}^2)^2} \right)^{1/2}}. \quad (9.48)$$

Ограничение (9.48) используется при определении интервалов допустимых подач буровых насосов (насоса). После этого

численным методом на ЭВМ минимизируется функция отклика (9.37) с учетом ограничения (9.36) и зависимостей (9.30) – (9.47) при дискретных значениях скорости истечения из насадок долот в диапазоне $80 \text{ м/с} \leq v_n \leq 100 \text{ м/с}$ с шагом 5 м/с. Минимизация целевой функции (9.37) проводится при заданном числе работающих насосов k .

Расчетная действительная подача насосов Q при коэффициенте наполнения, вычисленном по формуле (9.38), пересчитывается в теоретическую Q_t , после чего по паспортной характеристике насосов (см. прил., табл. П.2) определяется наиболее близкое наименьшее значение Q_t и соответствующие этому значению – диаметр втулок D_v , допустимое давление нагнетания p_n и число двойных ходов штока в минуту p_x .

Дискретное значение действительной подачи Q_n насосов (насоса) определяется по Q_t с учетом коэффициента наполнения и используется далее для вычисления суммарной площади насадок долот по формуле

$$f_0 = Q_n / v_n.$$

При отсутствии решения во всем диапазоне действительных подач насосов (насоса) величина $[v_n]$ в неравенстве (9.36) снижается на 5 м/с и функция отклика (9.37) минимизируется заново.

Выбор числа насадок зависит от конкретных условий бурения и должен базироваться на анализе производственных данных. На основании опыта бурения на некоторых площадях при механических скоростях бурения более 15–20 м/ч, обуславливающих сальникообразование, целесообразно использовать три насадки, в остальных случаях – две.

Диаметр и число одноразмерных и разноразмерных насадок определяются перебором с учетом нормированного ряда. В результате выбирается действительное значение $f_{0\Delta}$ – наиболее близкое по величине к f_0 . После этого производится автоматическая проверка выполнения всех ограничений оптимизационной задачи.

При выборе рациональных реологических характеристик буровых растворов учитываются возможные диапазоны изменения пластической вязкости буровых растворов с учетом коагуляционной устойчивости и статистических промысловых данных, полученных в условиях, когда не использовалась трехступенчатая система очистки. В результате используется следующее двухстороннее ограничение:

$$\frac{18 + \tau_0}{4500} < \eta \leq (0,033 \cdot 10^{-3} \rho - 0,022). \quad (9.49)$$

Выбор парных значений динамического напряжения сдвига τ_0 и пластической вязкости η буровых растворов, удовлетворяющих неравенству (9.49), производится численным методом на ЭВМ, что позволяет установить рациональные диапазоны изменения реологических характеристик.

После определения реологических характеристик вычисляется коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве.

Затем во втором приближении повторяется весь цикл поиска оптимальных показателей при минимизации целевой функции (9.37). На основе реологических характеристик, установленных гидравлической программой, определяются предельные допустимые значения скоростей спуска и подъема бурильного инструмента. При этом используются неравенства, полученные на базе зависимости В.И. Крылова с учетом формул (9.45) – (9.47).

Алгоритм оптимизированного варианта гидравлической программы предусматривает цикличную автоматическую проверку ограничений и возврат на минимизацию функции отклика (9.37) при фиксированных значениях выходных переменных — подачи насосов при турбинном бурении, числа и диаметра насадок долота, а также диапазонов изменения реологических характеристик буровых растворов.

Действительные значения подачи насосов Q_n и площади сечения насадок долот f_{0A} используются для определения вторичной выходной полезной информации:

потерь давления в насадках долот

$$p_{AA} = \frac{\rho Q_n^2}{2\mu_0^2 f_{0A}^2}, \quad (9.50)$$

где $\mu_0 = 0,9$ — металлокерамические насадки, $\mu_0 = 0,67$ — демонтированный гидромониторный узел;

действительной скорости истечения из насадок долота

$$v_{н.А} = Q_n / f_{0A}; \quad (9.51)$$

удельной гидравлической мощности в насадках долота

$$\xi = p_{AA} Q_n / F_3; \quad (9.52)$$

критерия Рейнольдса при истечении из насадок

$$\text{Re}_A = \frac{4Q_H \rho}{\pi m d \eta} = \frac{v_{H, \Delta} \rho d}{\eta}; \quad (9.53)$$

наименьшей средней скорости восходящего потока

$$\bar{w}_K = Q_H / F_K; \quad (9.54)$$

суммарного давления на забое

$$p_3 = \rho g H + p_{K, T} + p_{K, \text{убт}} + p_{K, \text{з.д}}; \quad (9.55)$$

дифференциального давления на забое

$$\Delta p = p_3 - G_0 H; \quad (9.56)$$

гидравлических сопротивлений в элементах циркуляционной системы [см. формулы (9.39) – (9.47)] и давления на выкиде насосов p_c при бурении на глубине H (конечной глубине)

$$p_c = \sum_1^n p_i + p_N. \quad (9.57)$$

Соответствие реологических характеристик реальных буровых растворов рекомендациям гидравлической программы следует контролировать на ротационных вискозиметрах типа ВСН-3 с учетом средней температуры в скважине при циркуляции промывочной жидкости t_c .

Температуру в кольцевом пространстве на глубине z можно приближенно определить по формуле

$$\tau = \tau_0 - (\tau_H - \tau_0) z / H. \quad (9.58)$$

После подстановки формулы преобразований (9.58) и соотношения ($\Delta \approx \tau_0 - \theta_0$), предложенного Ю.М. Проселковым, получим

$$\tau = \theta_0 + 0,14 G z + 0,43 G H_i; \quad (9.59)$$

$$H \leq 4500 \text{ м}, \quad 0 \leq z \leq H.$$

Формула (9.59) позволяет вычислить температуру выходящего бурового раствора ($z = 0, \tau = \tau_0$), температуру на любой глубине кольцевого пространства ($0 < z < H$) и забойную температуру циркулирующего бурового раствора ($z = H, \tau = \tau_H$).

Алгоритм выбора оптимизированных показателей гидравлической программы предусматривает получение двух решений при эксплуатации одного и двух насосов (при $k = 1$ и

$k = 2$). В случае наличия двух решений, как правило, рационально использовать для работы один насос.

При проектировании показатели гидравлической программы рекомендуется определять для конечных глубин интервалов, предназначенных к последующему креплению обсадными колоннами.

Рационально составление гидравлических программ при изменении диаметра долот, компоновки бурильного инструмента, типа забойного двигателя, неопробованного планирования пуска двух и более насосов, появлении новой информации о давлениях поглощения (поровых, пластовых давлениях), определении потребности в насадках долот, глубин смены втулок насоса.

При управлении процессом бурения показатели гидравлической программы рекомендуется определять при наличии ЭВМ на каждый последующий спуск долота с учетом уточненной входной информации.

Оптимизированный вариант гидравлической программы под шифром "МАГДА" запрограммирован в б. ВНИИКРнефти на языках PL/I и ПАСКАЛЬ для персональных компьютеров и включен в отраслевой фонд алгоритмов и программ ОФАП МНП (инв. номер 010 000).

Упрощенные варианты гидравлических программ углубления скважин

При использовании оптимизированного варианта гидравлической программы, формализованной на основе полных математических моделей, требуется применение ЭВМ.

Вместе с тем результаты исследований гидромеханических процессов позволяют реализовать оптимизированный вариант гидравлической программы на элементарных счетных устройствах и программируемых микрокалькуляторах, что особенно важно для производственных условий бурения. Методические основы, а также исходная и выходная информация этой упрощенной программы идентичны описанной, однако математические модели и алгоритм счета упрощены.

Элементы методического подхода к упрощенному выбору оптимальных показателей гидравлической программы разработаны в соавторстве с А.Х. Мирзаджанзаде. В результате институтами б. ВНИИКРнефть, ВНИИБТ и АзНЕФТЕХИМ разработана инструкция по составлению оптимизированного

варианта гидравлической программы бурения скважин, реализованная в РД 39-0147009-518 – 86.

Методические основы упрощенного оптимизированного варианта гидравлической программы базируются на заключении о рациональности реализации в кольцевом пространстве движения буровых растворов в условиях перехода к турбулентному режиму течения и сводятся к следующим положениям:

гидравлические сопротивления в зоне перехода к турбулентному режиму течения буровых растворов могут определяться по формуле Дарси – Вейсбаха при постоянном значении коэффициента гидравлических сопротивлений;

критическая скорость перехода к турбулентному режиму течения бурового раствора практически не зависит от геометрии канала и определяется динамическим напряжением сдвига и плотностью бурового раствора;

в критической области течения (при переходе к турбулентному режиму) транспортирующая способность потока бурового раствора наибольшая при практически реализуемых подачах буровых насосов в условиях массового бурения;

в критической области течения буровых растворов интенсивность поперечных пульсаций, способствующих диспергированию шлама и размыву стенок скважины, наименьшая по сравнению с турбулентным режимом течения;

скорость истечения струи из насадок гидромониторных долот в соответствии с требованиями ЕТП должна быть не менее 80 м/с;

тип бурового раствора по химическому составу соответствует литологической характеристике разбурываемых горных пород, плотность и показатель фильтрации бурового раствора регламентированы.

Критический режим течения буровых растворов в кольцевом пространстве реализуется искусственно – путем выбора требуемого значения динамического напряжения сдвига. Так, в диапазоне изменения критерия Хедстрема $2 \cdot 10^4 \leq \text{He} \leq 1,6 \cdot 10^5$ критическая скорость течения не зависит от геометрии канала и может определяться по упрощенной формуле, которая устанавливает взаимосвязь критической скорости течения с динамическим напряжением сдвига τ_0 и плотностью бурового раствора ρ .

Следовательно, при любой плотности бурового раствора и действительной подаче буровых насосов Q_n критический режим течения в кольцевом пространстве наступает при напряжении сдвига

$$\tau_0 = \frac{Q_n^2}{F_k^2} \frac{\rho}{625}. \quad (9.60)$$

При соотношениях между динамическим напряжением сдвига, скоростью восходящего потока ($\bar{w}_k = Q_n/F_k$) и плотностью бурового раствора, регламентируемых формулой (9.60), одновременно обеспечивается рациональный гидротранспорт выбуренной породы (шлама) по всему кольцевому пространству скважины.

Возможно двукратное увеличение значений τ_0 , определяемых по формуле (9.60), в случае промывки с вращением бурильных труб ($n \geq 1 \text{ с}^{-1}$). Вынос шлама при этом превысит 75 % выбуренной породы. Однако динамическое напряжение сдвига буровых растворов не должно превышать предельных значений, обусловленных допустимой концентрацией коллоидной составляющей. По данным РД 39-014009-516–86 при определении этих значений можно воспользоваться формулой

$$\tau_{0\max} = \varphi \rho,$$

где φ — эмпирический коэффициент ($\varphi = 25,2 \cdot 10^{-4}$ — нормальные буровые растворы, $\rho \leq 1200 \text{ кг/м}^3$; $\varphi = 40,4 \cdot 10^{-4}$ — утяжеленные буровые растворы, $\rho > 1200 \text{ кг/м}^3$).

При использовании буровых растворов с динамическим напряжением сдвига, превышающим расчетные значения, определенные по формуле (9.60), возрастает вероятность сальникообразования, затяжек, посадок и прихватов бурильных колонн из-за зашламления ствола скважины. Поскольку вращение бурильных труб интенсифицирует транспортирующую способность буровых растворов, то поддержание требуемых значений динамического напряжения сдвига особенно важно при гидротранспорте шлама без вращения бурильных труб. При невозможности реализации требуемых значений динамического напряжения сдвига в турбинном бурении перед подъемом бурильного инструмента необходимо промыть ствол (не изменяя подачи насосов) с постоянным вращением бурильных труб ($n \geq 1 \text{ с}^{-1}$). Продолжительность промывки при этом следует определять в соответствии с методическим подходом, изложенным далее.

Пластическую вязкость буровых растворов следует поддерживать на минимальном достижимом уровне. Для ориентировочного определения рациональных значений пластической вязкости при условии использования совершенной очи-

стки и химической обработки буровых растворов можно воспользоваться эмпирическими соотношениями:

$$\eta = (0,004 \div 0,005) \tau_0; \quad (9.61)$$

$$\eta = 0,002 \tau_0. \quad (9.62)$$

Выбранные значения η должны соответствовать диапазонам, регламентированным двухсторонним неравенством (9.49).

Перед определением реологических характеристик буровых растворов выбирают основные показатели упрощенного оптимизированного варианта гидравлической программы.

Допустимые диапазоны изменения плотности бурового раствора при бурении скважин (интервалов) глубиной H выбирают на основе ЕТП или определяют из утвержденных технологических регламентов на буровые работы. На стадии проектирования скважины в качестве исходной переменной используется среднеарифметическое значение плотности на каждый интервал бурения. При составлении гидравлической программы в процессе бурения выбирают среднее значение плотности бурового раствора, используемой при бурении литологически однородных пород предшествующим долотом.

Плотность бурового раствора, используемого в начале бурения, должна быть по возможности наименьшей. Влияние показателей гидравлической программы на эффективность бурения скважины будет существенно возрастать в случаях бурения с минимально возможным гидростатическим давлением на пласт, способствующим интенсификации гидромеханических процессов разрушения горных пород.

Далее на основании данных о конструкции скважин определяют вспомогательные коэффициенты $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6, a_7$ (в м^{-4}), характеризующие геометрию и меру гидравлического сопротивления отдельных элементов циркуляционной системы без учета долота (a_1 — бурильные трубы, a_2 — УБТ, a_3 — кольцевое пространство за бурильными трубами, a_4 — то же, за УБТ, a_5 — то же, за забойным двигателем, a_6 — обвязка буровой установки, a_7 — забойный двигатель).

В случае использования бурильных или обсадных труб постоянного поперечного сечения

$$a_1 = 0,024 \frac{(H - L_y - L_{3,А})}{d_{т0}^5}; \quad (9.63)$$

$$a_2 = 0,024 \frac{L_y}{D_{y0}^5}; \quad (9.64)$$

$$a_3 = 0,004 \frac{(H - L_y - L_{3,\Lambda})}{(D - d_T)^3 (D + d_T)^2}; \quad (9.65)$$

$$a_4 = 0,04 \frac{L_y}{(D - d_y)^3 (D + d_y)^2}; \quad (9.66)$$

$$a_5 = 0,04 \frac{L_{3,\Lambda}}{(D - d_{3,\Lambda})^3 (D + d_{3,\Lambda})^2}; \quad (9.67)$$

$$a_6 = 3 \cdot 10^5. \quad (9.68)$$

При комбинированной колонне бурильных и обсадных труб коэффициенты a_1, a_2, a_3, a_4 вычисляются по формулам

$$a_1 = \sum_1^n a_{1i}, \quad (9.63a)$$

$$a_{1i} = 0,024 \frac{l_i}{a_{\tau 0i}^5},$$

$$\text{где } \sum_1^n l_i = H - L_y - L_{3,\Lambda};$$

$$a_2 = \sum_1^n a_{2i}, \quad (9.64a)$$

$$a_{2i} = 0,024 \frac{L_{yi}}{a_{y0i}^5},$$

$$\text{где } \sum_1^n L_{yi} = L_y;$$

$$a_3 = \sum_1^n a_{3i}, \quad (9.65a)$$

$$a_{3i} = 0,004 \frac{l_i}{(D_i - d_{Ti})^3 (D_i + d_{Ti})^2},$$

$$\text{где } \sum_1^n l_i = H - L_y - L_{3,\Lambda};$$

$$a_4 = \sum_1^n a_{4i}, \quad (9.66a)$$

$$a_{4i} = 0,04 \frac{l_{yi}}{(D_i - d_{yi})^3 (D_i + d_{yi})^2},$$

$$\text{где } \sum_1^n L_{yi} = L_y.$$

Коэффициент a_7 для турбобуров и винтовых забойных двигателей определяется по справочным данным (см. прил., табл. П.1).

Затем вычисляют сумму

$$A = a_1 + a_2 + \dots + a_7. \quad (9.69)$$

Требуемый перепад давления в насадках гидромониторных долот определяется по формуле

$$p_{\Delta i} = \frac{\rho v_{\text{и}}^2}{2\mu_0}; \quad v_{\text{и}} \geq 80 \text{ м/с}. \quad (9.70)$$

Для роторного способа бурения при $v_{\text{и}} = 100 \text{ м/с}$ и $\mu_0 = 0,9$ из формулы (9.70) получают следующее соотношение:

$$p_{\Delta 1} = 6,2 \cdot 10^3 \text{ р}. \quad (9.71)$$

При использовании забойных двигателей принимается $p_{\Delta 2} = 5 \text{ МПа}$.

С целью последующего уточнения условий реализации гидромониторного эффекта рекомендуется контрольное (вспомогательное) определение требуемых перепадов в насадках долота в зависимости от диаметра и твердости горных пород по штампу (табл. 9.3).

Таблица 9.3

Ориентировочный требуемый перепад давления в насадках гидромониторного долота (обработка данных Б.В. Байдюка и Р.В. Винярского)

Диаметр долота, мм	Твердость горных пород по штампу, МПа					
	50—100	100—250	250—500	500—1000	1000—2000	> 2000
161—176	0,9/1,4*	1,4/2,0	1,7/3,7	2,3/5,8	4,6/10,9	5,8/14,4
190,5	1,0/1,5	1,5/2,4	1,9/4,1	2,5/6,3	5,1/12,0	6,3/15,8
215,9—269,9	1,1/1,7	1,7/2,7	2,1/4,6	2,9/7,1	5,7/13,6	7,1/17,9
295,3	1,4/2,0	2,0/3,2	2,5/5,4	3,4/3,5	6,8/16,7	8,5/21,2
320	1,5/2,2	2,2/3,5	2,7/5,8	3,6/9,1	7,3/17,3	9,0/22,7
393,7	1,5/2,3	2,3/3,6	2,8/6,0	3,8/9,4	7,5/18,0	9,4/23,5

* Перепад давления, МПа: в числителе — для полной очистки забоя от разрушенной породы, в знаменателе — для удаления предразрушенной породы (проявление гидромониторного эффекта).

Подачу буровых насосов выбирают с учетом предотвращения гидроразрыва пород (поглощения), обеспечения требуемого рационального режима работы гидромониторных долот, забойных двигателей и насосной установки (транспортирующая способность потока регулируется увязкой подачи насосов [см. формулу (9.60)] с реологическими характеристиками.

Максимальная подача насосов, при которой возможен гидроразрыв пород, определяется по формуле (9.48), приведенной к виду

$$Q_{\max} = \sqrt{\frac{(G_r - \rho g)H}{(a_3 + a_4 + a_5)\rho}}, \quad (9.72)$$

где $a_5 = 0$ при роторном способе бурения.

При использовании забойных двигателей с регламентированной подачей насосов $[Q]$ проверяется выполнение неравенств:

$$[Q] < Q_{\max}; \quad (9.73)$$

$$k\alpha \frac{0,8N_{\text{и}}}{[Q]} \geq \Delta p [Q]^2 + p_{\Delta 2}, \quad (9.74)$$

где $p_{\Delta 2} = 5 \cdot 10^6$ Па, $[N_{\text{и}}] = \text{Вт}$, $k = 1$ или $k = 2$.

Коэффициент загрузки насосов по давлению в формуле (9.74) так же, как и в уравнении (9.37), принят равным 0,8; коэффициент наполнения α определяется по формуле (9.38).

При невыполнении неравенства (9.73) реализация регламентированной подачи насосов создает опасность гидроразрыва пород и поглощения бурового раствора. В этом случае необходимо рассмотреть возможности уменьшения требуемого значения $[Q]$ или отказаться от использования забойных двигателей.

Невыполнение неравенства (9.74) при $k = 2$ и $p_{\Delta 2} = 5 \cdot 10^6$ Па свидетельствует о невозможности реализации гидромониторного эффекта при бурении забойными двигателями. В этом случае в неравенство (9.74) подставляется значение перепада давления на долоте, гарантирующего полную очистку забоя от разрушенной породы (см. табл. 9.3), и проверка повторяется. При очередном невыполнении неравенства (9.74) бурение следует вести роторным способом, приняв в последующих расчетах $a_5 = a_7 = 0$.

Если неравенство (9.74) выполняется, то следует определить число работающих насосов и диаметр втулок по следующему

правилу: при $k = 1$ для нагнетания используется один насос, при $k = 2$ — два насоса. Учитывая наличие нерегулируемого привода, для выбора втулок насоса необходимо определить теоретическую подачу одного насоса, используя формулу

$$[Q_t'] = [Q]/\alpha k. \quad (9.75)$$

Вычисленное значение $[Q_t']$ сопоставляется с табличными (см. прил., табл. П.2), выбирается наиболее близкое наименьшее Q_t и соответствующие этому значению диаметр втулок D_v , допустимое рабочее давление нагнетания насосов p_n и число двойных ходов штока p_x в 1 мин.

В итоге действительная подача насосов, обеспечивающая эффективную работу забойного двигателя, определяется из выражения

$$Q_n = \alpha k Q_t. \quad (9.76)$$

Следует учесть, что при строго регламентированной подаче бурового раствора на забойный двигатель и вынужденном ограничении перепада давления на долоте гидравлическая мощность насосов в большинстве случаев используется нерационально.

Расчетную подачу буровых насосов Q для любого способа бурения (если подача не регламентирована) определяют по уравнению

$$k\alpha \frac{0,8N_n}{Q} = ApQ^2 + p_{Aj}, \quad j = 1, 2. \quad (9.77)$$

При роторном бурении $p_{A1} = 6,2 \cdot 10^3$ р, при бурении забойными двигателями $p_{A2} = 5 \cdot 10^6$ Па.

Уравнение решают графическим способом (при отсутствии программируемого микрокалькулятора) путем нахождения точек пересечения кривой $y = ApQ^2 + p_{Aj}$ с гиперболой $z = k\alpha \frac{0,8N_n}{Q}$ (при $k = 1$ и $k = 2$). При наличии двух решений рационально использовать для работы один насос, приняв в последующих расчетах $k = 1$.

По определенным таким образом значениям Q и k вычисляют расчетную теоретическую подачу одного насоса:

$$Q_t^1 = Q / \alpha k. \quad (9.78)$$

Затем, используя значение Q_{max} , вычисляют теоретическую подачу одного насоса, приводящую к гидроразрыву пород (при $k = 2$ — доля подачи);

$$Q_{\text{т max}} = Q_{\text{max}}/(\alpha k). \quad (9.79)$$

Меньшая из вычисленных по формулам (9.78) и (9.79) величин сопоставляется с табличными значениями (см. прил., табл. П.2), выбирается наиболее близкое наименьшее $Q_{\text{т}}$ и соответствующие этому значение — диаметр втулок $D_{\text{в}}$, допустимое рабочее давление нагнетания $p_{\text{н}}$ и число двойных ходов штока в 1 мин. Действительная подача насосов вычисляется по формуле (9.76).

Суммарная площадь насадок гидромониторных долот определяется из зависимости

$$f_0 = \frac{Q_{\text{н}}}{\mu_0} \sqrt{\frac{\rho}{2p_{\text{н}}}}; \mu_0 \approx 0,9, j = 1,2. \quad (9.80)$$

Диаметр одноразмерных насадок гидромониторных долот определяют из соотношения

$$d = 2\sqrt{f_0 / (\pi m)}. \quad (9.81)$$

Выбор числа насадок зависит от конкретных условий бурения и должен базироваться на анализе производственных данных. На основании опыта бурения на некоторых площадях при механических скоростях бурения более 15–20 м/ч, обуславливающих сальникообразование, целесообразно использовать три насадки, в остальных случаях — две.

Диаметр и число одноразмерных и разноразмерных насадок гидромониторных долот могут быть определены по нормированному ряду требуемой суммарной площади промывочных каналов.

Действительные потери давления в элементах циркуляционной системы определяются по формуле

$$p_i = a_i \rho Q_{\text{н}}^2, \quad (9.82)$$

где a_i — коэффициенты, определяемые для конкретных элементов циркуляционной системы.

Для получения вторичной выходной информации используются зависимости (9.50) — (9.57).

При составлении упрощенного оптимизированного варианта гидравлической программы бурения скважин целесообразно использование вычислительной техники, в частности программирующих микрокалькуляторов.

Помимо оптимизированных вариантов гидравлических программ, для производственных условий на базе разрабо-

танного методического обеспечения разработаны методические основы составления упрощенных гидравлических программ при заданных показателях свойств буровых растворов. Руководства содержат сводку формул, справочную информацию и примеры выбора подачи насосов и насадок долот в результате использования элементарного алгоритма последовательного расчета показателей течения буровых растворов.

Методика, регламентирующая требуемый перепад давления в насадках долота на базе исследований Б.В. Байдюка и Р.В. Винярского (см. табл. 9.3), включена в Справочник по промывке скважин¹ и основана на определении подачи буровых насосов по изменению эквивалентной плотности буровых растворов с учетом скорости осаждения частиц шлама, эмпирических рекомендаций по выбору подачи насосов, геологических и технико-технологических ограничений.

Выбор уравнения для расчета эквивалентной плотности связан с предварительным определением режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины и вычислением скоростей осаждения выбуренной породы с учетом стесненного движения и режимов обтекания при использовании зависимостей (8.90), (8.95) и (8.96).

Подача буровых насосов определяется из условия минимума допустимых значений эквивалентной плотности с учетом номенклатуры втулок буровых насосов, коэффициента наполнения и традиционных рекомендаций выбора расхода бурового раствора на основе промыслового опыта. Затем рассчитывают гидравлические сопротивления в трубах, замковых соединениях, кольцевом пространстве с учетом твердости и категории сплошности пород. Суммарное сечение насадок гидромониторных долот подбирают в зависимости от глубины, исходя из условия полного использования максимального паспортного давления для выбранных втулок насоса.

Примеры составления упрощенной гидравлической программы для роторного и турбинного бурения приводятся в указанном выше Справочнике по промывке скважин.

Вместе с тем, как это установлено при исследованиях транспортирующей способности потока бурового раствора, процесс гидротранспорта шлама при практически реализуемых подачах буровых насосов отличается от традиционных представлений. Поэтому Справочник по промывке скважин может быть полезен для выбора показателей гидравлических

¹ Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984. 317 с.

программ в особых условиях бурения (требующих реализации предельно низкой подачи буровых насосов).

Методическое руководство по составлению гидравлической программы бурения скважин, основанное на традиционных методах расчета гидравлических сопротивлений, разработано институтами ВНИИБТ и б. ВНИИКРнефть и реализовано в виде РД 39-2-1156 – 84. Эта методика так же, как и Справочник по промывке скважин, позволяет выбрать технологически необходимую подачу насосов, диаметр и число насадок долот с учетом горно-геологических и технико-технологических условий бурения при заданных показателях свойств буровых растворов. Основное отличие заключается в упрощенном определении требуемой скорости восходящего потока (подачи насосов), для чего используются табулированные значения массовой концентрации шлама, возрастающие от 0,15 до 2,4 % при увеличении механической скорости бурения от 1 до 50 м/ч. Кроме того, учитываются требования ЕТП о необходимости реализации в насадках долота скоростей истечения не менее 80 м/с.

9.3. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ

Ниже показано использование потенциальных возможностей дополнительного снижения стоимости 1 м проходки при гидравлических мощностях в насадках долота, регламентируемых гидравлической программой в результате оптимизации режимных параметров турбинного бурения в реальном масштабе времени.

Предложенная разработка предусматривает идентификацию модели буримости в реальном масштабе времени, поиск оптимального решения на ЭВМ и переход от традиционного турбинного бурения в режиме максимальной механической скорости к бурению при осевых нагрузках, оптимизированных по минимуму стоимости 1 м проходки. При этом показатели гидравлической программы и режимные параметры турбинного бурения оказываются оптимизированными по единой целевой функции – стоимостному показателю, что в соответствии с приведенными выше заключениями позволяет повысить технико-экономические показатели бурения.

Оптимизация режимных параметров турбинного бурения имеет некоторые особенности из-за зависимости частоты вращения вала турбобура от осевой нагрузки на долото.

Обобщенная модель буримости (9.15) при постоянной гидравлической мощности в насадках долота, регламентированной гидравлической программой для турбинного бурения, трансформируется в уравнение Галле — Вудса.

На основании исследований Т.А. Кирия частота вращения долота n при турбинном бурении зависит от безразмерной осевой нагрузки g следующим образом:

$$n = n_x(1 - g^z), \quad (9.83)$$

$$g = \frac{G}{D} / \frac{G_{т0}}{D}, \quad (9.84)$$

где n_x , $G_{т0}/D$ — частота вращения на холостом режиме и удельная осевая нагрузка на тормозном режиме работы турбобура; z — безразмерная константа ($1 \leq z \leq 2$); D — диаметр долота.

Исследуем влияние подачи насосов на изменение механической скорости и механической мощности на валу турбобура.

При конкретном сочетании турбобура, долота и типа горной породы уравнение (9.83) с учетом изменения подачи насосов от Q_1 до Q_2 на основании данных А.А. Погарского и других можно записать в виде

$$n = n_x \frac{Q_2}{Q_1} \left[1 - g^z \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^{2z} \right]. \quad (9.85)$$

Уравнение (9.85) отображает новую характеристику турбобура при измененной подаче насосов.

Введем обозначения:

$$\bar{n}_x = n_x \frac{Q_2}{Q_1}, \quad (9.86)$$

$$\frac{\bar{G}_{т0}}{D} = \frac{G_{т0}}{D} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2, \quad (9.87)$$

где $\bar{n}_x$ и $\bar{G}_{т0}/D$ — новые значения частоты вращения при холостом режиме и удельной тормозной нагрузки соответственно при изменении подачи насосов от Q_1 до Q_2 .

Постановка (9.85) в уравнение Галле — Вудса с учетом выражений (9.84), (9.86) и (9.87) приводит к уравнению

$$v_m = k_f \left(\frac{\bar{G}_{т0}}{D} \right) \bar{g}^x \bar{n}_x^\beta (1 - \bar{g}^z)^\beta, \quad (9.88)$$

где $\bar{g} = \frac{G}{D} / \frac{G_{т0}}{D}$.

Поскольку $d^2v_m / d\bar{g}^2 < 0$, то функция (9.88) имеет максимум. Приравнявая первую производную нулю, определим удельную осевую нагрузку $(G/D)_v$, обеспечивающую максимум механической скорости проходки,

$$\left(\frac{G}{D}\right)_v = \frac{G_{т0}}{D} \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2 \left(\sqrt{\frac{\alpha}{\alpha + \beta z}}\right). \quad (9.89)$$

Выражение (9.89) при $Q_1 = Q_2$ полностью совпадает с аналогичной зависимостью, впервые полученной Т.А. Кирия.

В свою очередь, мощность на валу турбобура N_t при работе долота на забое можно определить из соотношения, записанного в виде

$$N_t = \frac{\pi}{30} M n. \quad (9.90)$$

Крутящий момент при неизменной подаче насосов выразим зависимостью

$$M = \frac{G}{D} \frac{M_{т0}}{G_{т0}/D}, \quad (9.91)$$

где $M_{т0}$ — тормозной момент.

С учетом изменения подачи насосов от Q_1 до Q_2 после подстановки (9.91) в (9.90) получим

$$N_t = \frac{\pi}{30} M_{т0} \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2 \bar{g} n_x (1 - \bar{g}^z). \quad (9.92)$$

При анализе зависимости (9.92) следует, что $d^2N_t/d\bar{g}^2 < 0$, т.е. функция (9.92) так же, как и (9.88), имеет максимум. После его нахождения при $dN_t/d\bar{g} = 0$ определим удельную осевую нагрузку $(G/D)_{N_t}$, при которой достигается максимальная мощность на валу турбобура:

$$\left(\frac{G}{D}\right)_{N_t} = \frac{G_{т0}}{D} \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2 \left(\sqrt{\frac{1}{1 + z}}\right). \quad (9.93)$$

Сопоставляя выражения (9.89) и (9.93), приходим к важному выводу, что совместить удельные осевые нагрузки, обеспечивающие максимумы механической скорости и мощности

на валу турбобура, изменяя подачи насосов, невозможно. Вместе с тем $(G/D)_v = (G/D)_{N_T}$ при $\alpha = \beta$, что, по-видимому, может иметь место при определенных значениях дифференциального давления.

Выражение (9.89) для определения экстремальной безразмерной осевой нагрузки g_v при постоянной подаче насосов приведем к виду

$$\frac{\beta}{\alpha} = \frac{1}{z} \left(\frac{1}{g_v^z} - 1 \right). \quad (9.94)$$

Уравнение (9.94) позволяет определить параметр β/α , характеризующий соотношение между показателями степени уравнения буримости, по величинам z и g_v . График зависимости параметра β/α от g_v приведен на рис. 9.2. Из графика следует, что диапазон экстремальных значений безразмерных осевых нагрузок, в пределах которого возможно совмещение

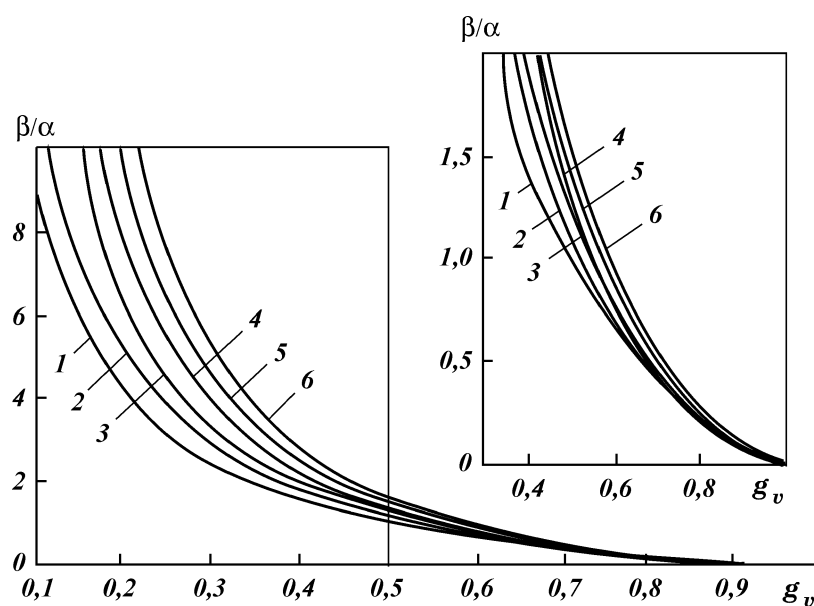


Рис. 9.2. Зависимость соотношения β/α от безразмерной осевой нагрузки g_v , соответствующей максимальной механической скорости бурения турбобуром:

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4	5	6
z	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0

режимов бурения по максимумам механической скорости и мощности, находится в пределах $0,5 \leq g_v \leq 0,58$. В диапазоне $0,7 \leq g_v \leq 1$ параметр β/α оказывается фактически независимым от нелинейной характеристики турбобура z , что упрощает процесс идентификации. В общем же случае величина z требует определения. В принципе безразмерный коэффициент z может быть определен с использованием забойного турботахометра. При наличии ЭВМ на станциях контроля бурения ("Старт", "Геотест" и т.д.) идентификация реальной характеристики турбобура по уравнению (9.93) представляется элементарной процедурой и здесь не рассматривается.

Между тем диапазоны изменения коэффициента z можно установить более простым способом — по значениям частот вращения и моментов на валу турбобура в долях от стеновых характеристик n_{xc} и $M_{т0c}$ (табл. 9.4).

Значение z определим, используя зависимости (9.83) и (9.93):

$$z = \ln\left(1 - \frac{n}{n_x}\right) / \ln \frac{M}{M_{т0}}. \quad (9.95)$$

Расчеты по уравнению (9.95) с использованием данных табл. 9.4 показывают, что среднее значение показателя нелинейности характеристики турбобура z с опорой качения составляет 1,4, с резинометаллической пятой — 2,0.

Рассмотрим теперь возможности идентификации остальных коэффициентов (α , β , k_n , $G_{т0}$) в модели буримости (9.88) при работе турбобура с заданным расходом бурового раствора на забое бурящейся скважины. При идентификации рекомендуется использовать метод поиска экстремальных нагрузок, широко применяемый на станциях контроля бурения. Сущность метода сводится к регистрации на диаграмме самописца тормозной осевой нагрузки $G_{т0}$ и изменения осевой нагрузки на забой во времени τ при заторможенном ба-
рабане буровой лебедки. Величина $g_v = (G_v/G_{т0})$, соответст-

Таблица 9.4

Поправки на стеновые характеристики турбобуров

Опора качения		Резинометаллическая опора (пятя)	
Частота вращения	Момент	Частота вращения	Момент
0	$0,8M_{т0c}$	0	$0,7M_{т0c}$
$0,5n_{xc}$	$0,48M_{т0c}$	$0,5n_{xc}$	$0,45M_{т0c}$
$0,7n_{xc}$	$0,3M_{т0c}$	$0,7n_{xc}$	$0,29M_{т0c}$
$0,95n_{xc}$	0	$0,85n_{xc}$	0

вующая максимуму механической скорости бурения, определяется ординатой точки кривой $G(\tau)$, удовлетворяющей условию $\partial^2 G / \partial \tau^2 = 0$ и практически четко фиксируемой на диаграмме в зоне наиболее интенсивной скорости разгрузки. Последовательность идентификации при бурении горных пород однородной литологической характеристики сводится к следующему.

Вначале по типу турбобура и типоразмеру долота устанавливаются значения $n_{x.c.}$, D и тип опоры турбобура, а также значение коэффициента z (для опоры качения $z = 1,4$; для резинометаллической пяты $z = 2,0$). После спуска турбобура на забой и приработки долота по кривой разгрузки турбобура при заторможенном барабане буровой лебедки фиксируются величины $G_{\tau 0}$ и $G_v (g_v = G_v / G_{\tau 0})$.

Затем в течение нескольких минут (Δt) производится бурение при нагрузке G_v , фиксируется Δh и вычисляется максимальная механическая скорость бурения $v_{\max} = \Delta h / \Delta t$. Значение β/α определяется по формуле (9.94) или по графику (см. рис. 9.2) при известных z и g_v .

Далее определяется нагрузка G_0 , обеспечивающая в первом приближении режим бурения, соответствующий минимуму стоимости 1 м проходки. Эта нагрузка примерно на 10 % превышает величину g_v и определяется по формуле

$$G_0 = G_{\tau 0}(g_v + 0,1), \quad g_0 = G_0 / G_{\tau 0}. \quad (9.96)$$

При нагрузке G_0 бурят до полного износа вооружения или опоры долота; определяют проходку h , время бурения T и величину $v_0 = h/T$. В связи с этим рейс долота для идентификации константы износа вооружения или опоры долота не является избыточным, что важно с экономической точки зрения.

По полученным данным в соответствии с зависимостью (9.28) составляется система из двух уравнений:

$$\left. \begin{aligned} v_{\max} &= k_f \left(\frac{G_v}{D} \right)^\alpha (mn_{x.c.})^\beta (1 - g_v^z)^\beta, \\ v_0 &= k_f \left(\frac{G_0}{D} \right)^\alpha (mn_{x.c.})^\beta (1 - g_0^z)^\beta, \end{aligned} \right\} \quad (9.97)$$

где m — поправка на частоту вращения из-за трения в пяте турбобура ($m = 0,58$ для резинометаллической пяты и $m = 0,95$ для опоры качения).

В результате решения системы (9.97) при заданном соотношении β/α определяются значения α и k_f или β и k_f .

Константу износа вооружения C_b или опоры долота можно определить из уравнений Д.Х. Аллена, допуская их справедливость для турбинного бурения:

$$T_0 = C_0 \left(\frac{F}{0,56 \frac{G}{D} n} - 0,56 \frac{G}{D} \right); \quad (9.98)$$

$$T_b = C_b \exp \left[- \left(an + b \frac{G}{D} \right) \right], \quad (9.99)$$

где C_0 , C_b — коэффициенты стойкости соответственно опор и вооружения долота, 4; a , b — коэффициенты ($a = 0,01k$, $b = 0,1792$); k — коэффициент, зависящий от типа долота ($k = 1 \div 2,5$); $F = 10^4$ — для герметизированных долот, $F = 10^5$ — для долот с открытой опорой.

Размерности $|v_m| = \text{м/ч}$; $|T_{0, b}| = \text{ч}$; $|G/D| = \text{кН/см}$; $|n| = \text{мин}^{-1}$; $|N_r/D^2| = \text{кВт/см}^2$.

При этом зависимость (9.99), характеризующая суммарную часовую стойкость вооружения долота T_b , с учетом выражения (9.83) будет иметь вид:

$$T_b = C_b \exp \left\{ - \left[am n_{x.c} (1 - g^z) + bg \frac{G_{т0}}{D} \right] \right\}; \quad n_x = m n_{x.c}, \quad (9.100)$$

где m — коэффициент ($m = 0,85 \div 0,95$).

Безразмерная осевая нагрузка g_0 определяется методом золотого сечения для стоимости 1 м проходки из выражения

$$C_m = \frac{C_A + C_q (\sum t + T_{o.b})}{v_m T_{o.b}}, \quad (9.101)$$

где C_m — стоимость 1 м проходки, руб.; C_A — стоимость долота, руб.; C_q — стоимость 1 ч работы буровой установки, руб/ч; $\sum t$ — суммарные затраты времени на спускоподъемные операции и вспомогательные работы, ч; $T_{o.b}$ — стойкость долота по опоре (T_o) или вооружению (T_b), ч; v_m — средняя механическая скорость бурения, м/ч.

Выражение (9.101) с учетом зависимостей (9.88) и (9.89) принимает вид

$$C_M = \frac{C_A + C_q \left[\sum t + C_b \exp \left\{ - \left[a n_k (1 - g^z) + b g \frac{G_{T0}}{D} \right] \right\} \right]}{C_b \exp \left\{ - \left[a n_k (1 - g^z) + b g \frac{G_{T0}}{D} \right] \right\} \left\{ k_f \left(\frac{G_{T0}}{D} \right)^\alpha g^\alpha n_k^\beta (1 - g^z)^\beta \right\}}, \quad (9.102)$$

$$\lim_{C_M \rightarrow \min} g \rightarrow g_0.$$

В целях иллюстрации работоспособности предложенного методического подхода произведем идентификацию модели буримости и ее сопоставление с реальными промысловыми данными, а также осуществим поиск оптимальных режимных параметров по минимуму стоимости 1 м проходки при опережающем износе вооружения долота.

Пример. Турбобур ЗТСША-195ТЛ, пята резинометаллическая, подача насосов $0,028 \text{ м}^3/\text{с}$, $n_{\text{к.с.}} = 1400 \text{ мин}^{-1}$ (паспортная характеристика, соответствующая регламентированной подаче); диаметр долота $D = 31,59 \text{ см}$; дискретные значения нагрузок и соответствующие им значения механической скорости бурения по конкретным работам приведены ниже.

N_A , кН.....	110	150	160	210	240	300
v_M , м/ч.....	5	10	12	18,5	15	0

Методом разгрузки турбобура получено: $G_v = 210 \text{ кН}$, $G_{T0} = 300 \text{ кН}$, $v_{\text{max}} = 18,5 \text{ м/ч}$. Требуется идентифицировать модель буримости и провести оптимизацию при $C_A = 200 \text{ руб.}$, $C_q = 50 \text{ руб/ч}$, $\sum t = 0$ и $\sum t = 20 \text{ ч}$.

Проведем последовательно операции по идентификации модели буримости: $z = 2,0$; $g_v = G_v/G_{T0} = 0,7$; $G_0 = 240 \text{ кН}$, $g_0 = 0,8$ [формула (9.96)]; $T = 10 \text{ ч}$, $v_0 = 15 \text{ м/ч}$ (результаты бурения при нагрузке G_0); $\beta/\alpha = 0,5$ при $g_v = 0,7$ [формула (9.94)]; $m = 0,85$. После подстановки этих значений в систему (9.97) имеем

$$18,5 = k_f \left(\frac{210}{21,59} \right)^\alpha (0,85 \cdot 1400)^\beta (1 - 0,7^2)^\beta;$$

$$15,0 = k_f \left(\frac{210}{21,59} \right)^\alpha (0,85 \cdot 1400)^\beta (1 - 0,8^2)^\beta, \quad (9.97a)$$

$$\alpha = 2\beta.$$

Решая систему (9.97a), получаем $\alpha = 4$, $\beta = 2$, $k_f = 5,67 \cdot 10^{-9}$.

Результаты идентификации коэффициентов позволяют определить по уравнению (9.88) расчетные значения механических скоростей.

Расчетные и действительные значения механических скоростей

Осевая нагрузка, кН.....	110	150	160	210	240	300
Механическая скорость, м/ч:						
расчетная.....	4,1	10,5	12,3	18,5	15,7	0
действительная.....	5,0	10,0	12,0	18,5	15,0	0

Приведенные данные показывают, что предложенный методический подход позволяет идентифицировать модель буримости с погрешностью, не превышающей 5 %.

Далее можно приступить к выбору оптимальной осевой нагрузки при турбинном бурении по минимуму стоимости 1 м проходки. Для этого предварительно вычислим константу износа вооружения C_b из уравнения (9.102), для чего используем данные отработки долота при нагрузке $G_0 = 240$ кН ($T = 10$ ч; $g_0 = 0,8$; $\frac{G_{т0}}{D} = \frac{300}{21,59} \frac{\text{кН}}{\text{см}}$; $m = 0,85$; $n_{x.c} = 1400 \text{ мин}^{-1}$; $a = 0,01$ при $k = 1$, $b = 0,18$). В результате получим $C_b = 5400$ ч.

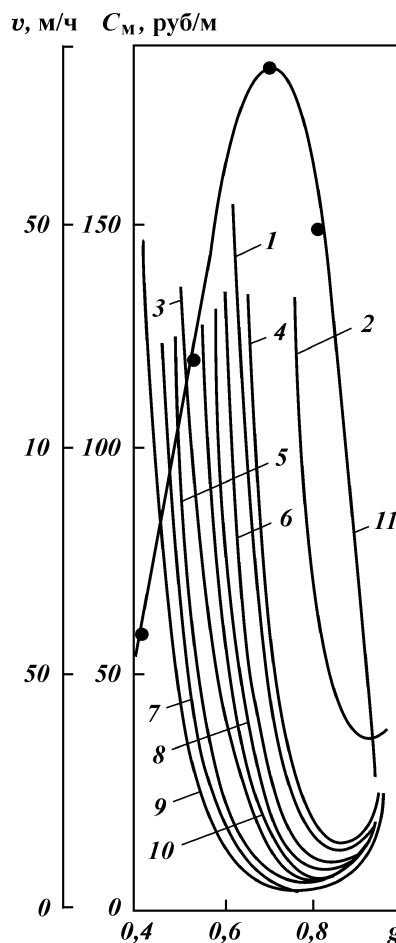
Подстановка входящих в уравнение (9.102) величин приводит к выражению

$$C_m = \frac{200 + 50 \left\{ \Sigma t + 5400 e^{-[11,9(1-g^2)+2,5g]} \right\}}{5400 e^{-[11,9(1-g^2)+2,5g]} \cdot 300 g^4 (1-g^2)^2}.$$

Расчетные значения C_m в зависимости от g при различных затратах времени на спускоподъемные операции и вспомогательные работы (Σt) представлены в виде графика на рис. 9.3. В целях имитации расчеты проведены для различных значений константы износа вооружения.

Из графика (см. рис. 9.3) следует, что при $\Sigma t = 0$ минимальная стоимость 1 м проходки ($C_m = 4,4$ руб.) достигается при безразмерной осевой нагрузке $g_0 = 0,8$ (кривая 5, $C_b = 5400$ ч), тогда как с ростом затрат времени на спу-

Рис. 9.3. Зависимость стоимости 1 м проходки и механической скорости от безразмерной осевой нагрузки на турбобур g , константы износа вооружения долота C_b и затрат времени на спускоподъемные и вспомогательные работы Σt : 1, 3, 5, 7, 9 — $\Sigma t = 0$ ч, C_b составляет 540, 2700, 5400, 8100, 10 800 ч соответственно; 2, 4, 6, 8, 10 — $\Sigma t = 20$ ч, C_b составляет 540, 2700, 5400, 8100, 10 800 ч соответственно; 11 — расчетное изменение механической скорости; точки — реальные данные



спускоподъемные операции и вспомогательные работы ($\Sigma t = 20$ ч) величина $g_0 = 0,85$, а соответствующая ей минимальная стоимость 1 м проходки составляет 8,4 руб. (кривая 6)*.

Таким образом, оптимальная безразмерная осевая нагрузка g_0 , обеспечивающая минимальную стоимость 1 м проходки для долот с константой износа $C_v = 5400$ ч, возрастает с увеличением затрат времени на спускоподъемные операции и вспомогательные работы и для условий задачи $0 \leq \Sigma t \leq 20$ ч изменяется от 0,8 до 0,85.

Из графика (см. рис. 9.3) следует, что требуемая оптимальная осевая нагрузка на долото по мере снижения константы износа вооружения и роста затрат времени на спускоподъемные операции и вспомогательные работы приближается к тормозной. При этом наблюдается относительное повышение стоимости 1 м проходки.

В случае, если характеристика турбобура позволяет реализовать бурение с требуемой нагрузкой, а возможности по повышению стойкости долота исчерпаны, снижение затрат времени на спускоподъемные операции и вспомогательные работы являются единственным резервом повышения технико-экономических показателей бурового процесса. При неустойчивой работе турбобура при нагрузках, обеспечивающих минимум стоимости 1 м проходки, рационален поиск способов повышения стойкости используемых долот и снижения затрат времени на вспомогательные работы. Как следует из графика, при этом оптимальные значения осевых нагрузок смещаются в сторону меньших значений, что открывает возможности рационально использовать турбобур заданного типоразмера. В противном случае необходимо заменить турбобур или проводить бурение при нагрузках, отличающихся от оптимальных, что, естественно, приведет к повышению стоимости 1 м проходки.

Например, при изменении g_0 от 0,85 до 0,70 (см. рис. 9.3, кривая 6) повышается стоимость 1 м проходки от 8,4 до 32 руб., т.е. в 4 раза. Кроме того, становится очевидным, что абсолютный минимум стоимости 1 м проходки соответствует осевой нагрузке, которая по величине занимает промежуточное положение между осевыми нагрузками, обеспечивающими максимум механической скорости и максимум проходки на долото соответственно.

Выбор оптимальных осевых нагрузок по минимуму стоимости 1 м проходки апробирован при турбинном бурении

* В ценах 1990 г.

восьми скважин на площади Дуванный-море. В интервале глубин от 2000 до 5900 м использованы турбобуры марки А9Ш, ЗТСШ-240, А6Ш и долота ПЗ93, 7СГ, ИСМ-292, 9СГ, МДК-214, ЗСТК, ИСМ-212К. Общий объем опытного бурения составил 29 200 м. В соответствии с результатами решения оптимизационной задачи осевые нагрузки при бурении были повышены. Вследствие опытного бурения средняя стоимость проходки на долото возросла от 20 до 40 % при закономерном снижении механической скорости (3–5 %, в интервале 4000–5200 м – на 10 %). Суммарный экономический эффект составил 151,8 тыс. руб. При сокращении межремонтного периода работы турбобуров и затрат времени на шаблонирование и проработку ствола при использовании алмазных долот (ИСМ) экономическая эффективность разработки может быть существенно повышена.

10

БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

10.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

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

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

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;
- улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Направленной будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль запроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных

пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

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

- при бурении в обход осложненных зон горных пород;
- при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;
- при глушении открытых фонтанов;
- при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

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

Таблица 10.1

Эксплуатационные характеристики некоторых горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными

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

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

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

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

Направленное бурение скважин имеет свою историю. В 1930 г. на Хантингтонском пляже в Калифорнии буровой подрядчик предложил разбуривать нефтяное месторождение в океан буровой установкой, смонтированной на длинном, выступающем в океан пирсе. В то время это была обычная практика. Однако по той или иной причине местные официальные лица запретили такой метод разбуривания. Тогда неутомимый буровой подрядчик смонтировал буровую установку на берегу в отдалении от пляжа и пробурил наклонную скважину под морское дно.

Этот бурильщик не изобрел наклонное бурение. Скважины отклоняли с 1895 г. для таких целей, как забуривание ствола в сторону в обход оборванного бурового инструмента. Больше того, вертикальные скважины оказывались самопроизвольно искривленными. В Оклахоме в 1920-е годы отмечали большую разницу в глубинах скважин, пробуренных на один и тот же пласт-коллектор. Исследования инклинометром показали, что лишь некоторые из пробуренных скважин вер-

тикальные; в большинстве же случаев проекция забоя оказывалась достаточно удаленной от точки заложения скважины (от устья). Однако скважина на Хантингтонском пляже была первым зарегистрированным применением управляемого направленного бурения: в результате отклонения вдоль запланированного курса к подземной цели забой ствола оказался расположенным на заданном расстоянии по горизонтали от устья скважины.

К сожалению, этот опыт управляемого направленного бурения был немедленно оценен как возможность совершать запрещенные действия. Действительно, несмотря на все более широкое и законное использование хантингтонского опыта и в других местах, термин направленное бурение означал, что кто-то кого-то обманул. В Восточном Техасе досаждали нефтяные дельцы, бурившие направленные скважины под запретные зоны. Однако Восточный Техас был также регионом, где впервые использовали управляемое направленное бурение для других важных целей. Так, в 1934 г. для глушения открытого выброса из скважины вблизи каньона Дикого потока была пробурена разгрузочная направленная скважина, забой которой подвели близко к забою фонтанирующей скважины. Посредством нагнетания бурового раствора в направленную скважину под высоким давлением были созданы каналы между нею и фонтанирующей скважиной, по которым фонтанирующую скважину заполнили буровым раствором и заглушили фонтан.

В течение десятилетий управляемое направленное бурение доказало свою полезность во многих аспектах использования. Оно позволило эффективно эксплуатировать месторождения нефти и газа, а крупномасштабное морское бурение сделать экономически выгодным.

Направленное бурение становится специальностью. За рубежом, как правило, менеджер нефтяной компании нанимает сервисную компанию по направленному бурению, чтобы она составила проект направленной скважины, определила необходимые управляющие инструменты и оказывала помощь на месте.

Как только владелец скважины одобряет проект, представитель сервисной компании становится членом буровой бригады. Непосредственно на месте сооружения скважины его основная работа — помогать бурильщику держать действующий ствол скважины как можно ближе к ее запланированному курсу. Эта работа заключается в следующем.

1. Руководство конкретными действиями по управлению

проводкой скважины по одиночным измерениям искривления и направления ствола на выбранных глубинах.

2. Расчеты и вычерчивание курса скважины на основании данных измерений.

3. Помощь бурильщику в выборе инструмента для отклонения, чтобы управлять курсом скважины.

4. Помощь бурильщику ориентировать отклоняющие инструменты, чтобы внести необходимые изменения в курс скважины.

5. Определение забойной компоновки, необходимой для обеспечения нужного направления скважины.

6. Участие в рассмотрении специальных проблем бурения направленных скважин.

10.2. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляется применительно к конкретной ситуации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятствия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования — все это играет роль в создании проекта на сооружение направленной скважины.

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

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

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверх-

ностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины. Поэтому обсудим лишь особенности проектирования направленных скважин.

10.2.1. ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ (ТРАССЫ) НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

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

- одиночная скважина или куст скважин сооружается в данном месте;

- наличие препятствий для заложения устья над забоем скважины;

- расположение фильтра (вертикально, наклонно или горизонтально).

Конфигурация ствола скважины должна обеспечить:

- высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;

- минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;

- свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;

- надежную работу внутрискважинного оборудования;

- возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;

- минимальные затраты на сооружение скважины.

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

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

- глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;

- длины вертикального участка;

- значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, и на проектной глубине.

Конфигурация направленной скважины выбирается с учетом:

- назначения скважины;

- геологических и технологических особенностей проводки ствола;

установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанными с его конструктивными особенностями и условиями работы;

установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа (рис. 10.1):

- 1 — тангенциальные скважины;
- 2 — S-образные скважины;
- 3 — J-образные скважины.

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

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

Тип 3 скважин предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем типы 1 и 2. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот

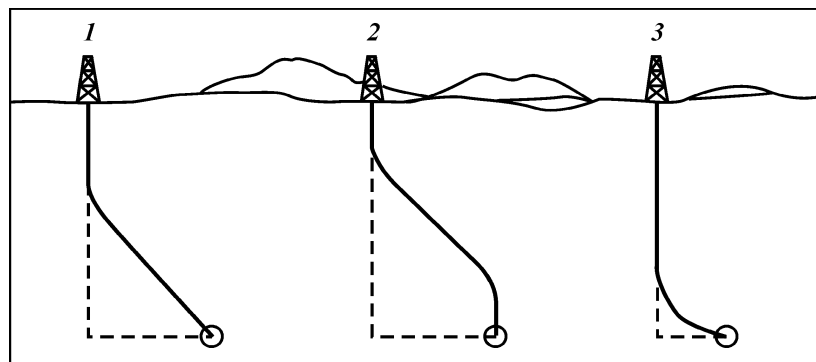


Рис. 10.1. Основные типы (1–3) вертикальных проекций наклонно направленных скважин

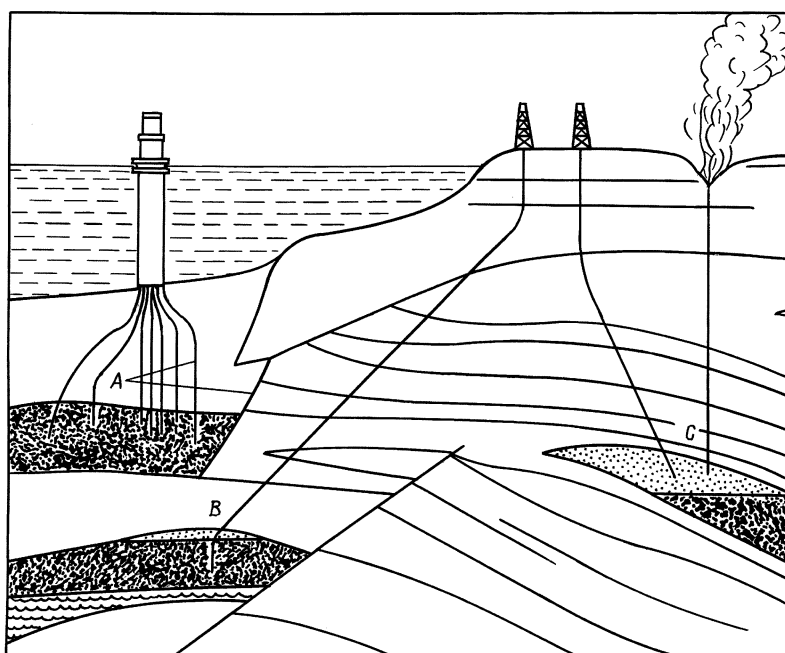


Рис. 10.2. Направленные скважины при бурении на море и для глушения открытых неуправляемых фонтанов

тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. К типу 3 скважин можно отнести также горизонтальные скважины.

Приведем несколько примеров применения различных типов направленных скважин.

Направленное бурение делает возможным добычу нефти из пластов, расположенных под морским дном на большом удалении от берега. Для эффективной разработки большинства морских нефтяных и газовых месторождений необходимо пробурить много скважин. Однако стоимость эксплуатационных платформ в открытом море намного больше стоимости добытой нефти или газа из одиночной скважины. Метод направленного бурения позволяет бурить много скважин с одной платформы в разные точки коллектора, располагая забои скважин по оптимальной сетке (рис. 10.2, скв. А). Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

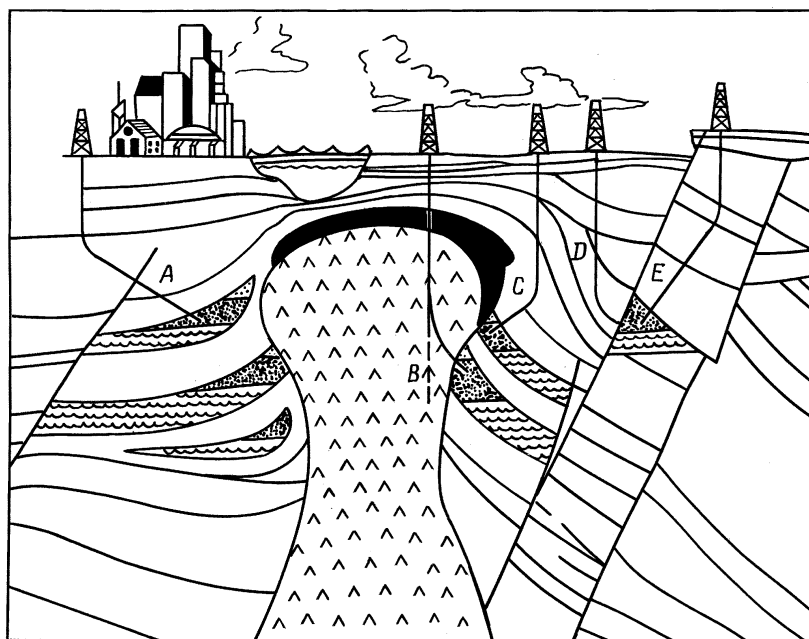


Рис. 10.3. Варианты направленного бурения в обход препятствий и под соляной купол

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами (см. рис. 10.2, скв. В). Однако в этом случае применим не только второй, но и первый тип скважин.

Начиная с 1934 г. использование направленных скважин для глушения открытого выброса стало обычным (см. рис. 10.2, скв. С). Специальная разгрузочная скважина выполняет свою функцию даже тогда, когда ее забой находится на некотором расстоянии от ствола фонтанирующей скважины; эта технология допускает расстояние между забоями до 3,5 м.

Большое количество направленных скважин пробурено на пласты, недостижимые вертикальными скважинами с поверхности из-за таких препятствий, как холмы, озера, крупные строения (рис. 10.3, скв. А). Другие скважины пробурены в обход геологических препятствий. Так, скв. В была пробуре-

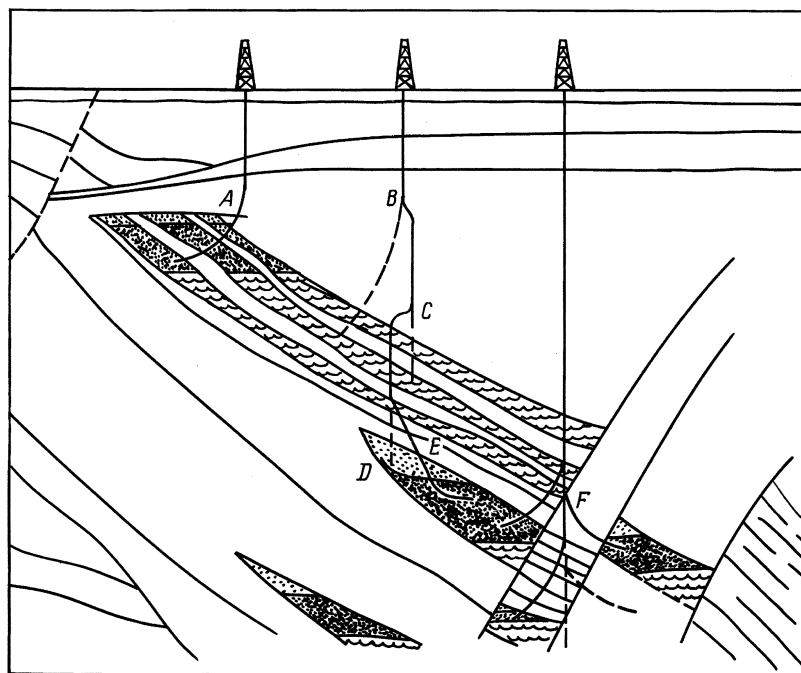


Рис. 10.4. Направленные и многозабойные скважины, в том числе с исправленными траекториями

на в солевом куполе, зацементирована и перенаправлена в нефтеносный пласт под куполом.

Бурение стволов скважин через соль осложнено их размывом, ухудшением свойств бурового раствора, потерей циркуляции. Эти осложнения настолько тяжелые, что часто приходится бурить в обход соляного купола (см. рис. 10.3, скв. *C*), чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними. Заметим, что скв. *A* пробурена по 1-му типу, а скв. *B* и *C* — по 3-му типу скважин.

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

Другие случаи (рис. 10.4) включают эксплуатацию многопластовой залежи одиночной скважиной (*A*), выпрямление самопроизвольно отклонившейся скважины (*B*), обход прихваченного в скважине инструмента (*C*). Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи, может быть частично затампонирована (*D*) и отклонена в нефтеносную зону для того, чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарная продуктивность может быть максимизирована посредством бурения горизонтального дренажного ствола (*E*), чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной скважиной (*F*).

10.2.2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКЦИЙ СТВОЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для построения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

- 1) состав проходимых пород;
- 2) подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;
- 3) тип бурового раствора и конструкция скважины;

- 4) размеры ствола;
- 5) потенциальные возможности оборудования.

На рис. 10.5 показан план ствола скважины по 1-му типу. На плане изображены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная. Вертикальная проекция вычерчивается на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель. Отклонение забоя — это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Оно вычерчивается в масштабе глубины. На рис. 10.5 отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина (TVD) — 3000 м; измеренная глубина (MD) — длина ствола скважины — 3100 м. Значение MD всегда больше значения TVD, причем разница между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны и выполаживания, незапланированных отклонений.

Вид в плане показывает расположение проекции скважи-

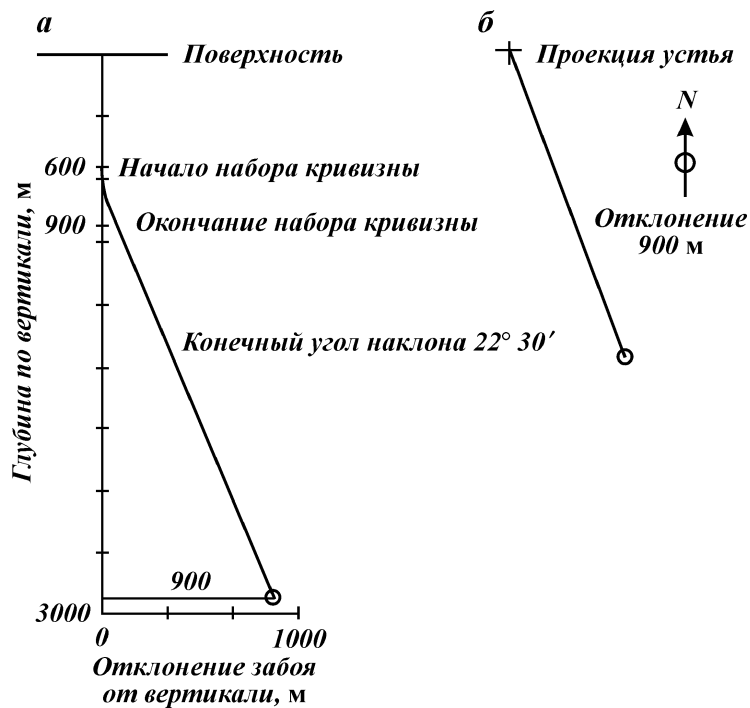


Рис. 10.5. Плановые проекции наклонно направленной скважины:
а — вертикальная; б — горизонтальная

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

Скважина, изображенная на рис. 10.5, бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла $20^{\circ}45'$ на юго-восток (точка начала отклонения обозначается аббревиатурой КОР — kickoff point). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600—900 м и достигают его конечной величины $22^{\circ}30'$ на глубине 900 м. Среднюю скорость набора кривизны можно определить по формуле

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

Для данной скважины

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

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

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

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

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

Таблица 10.2

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

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

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

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

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

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

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

минимизировать длину участка начального искривления;

осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

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

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

10.2.3. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя

из геологической и промысловой характеристик конкретной площади. Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно: а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола; б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважины из-под башмака предыдущей обсадной колонны; конструкцию фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью удовлетворения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений. В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до 70° . В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

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

10.2.4. ОСОБЕННОСТИ ПРОФИЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ны под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

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

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

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

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

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

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов, обсадных труб. Поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким (< 10 м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

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

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

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

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

10.2.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели.

При этом следует иметь в виду применение трех основных типов профилей, описанных выше;

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

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

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

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

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

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

глубина проектного забоя;

отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;

азимут цели по отношению к устью;

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

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

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

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как

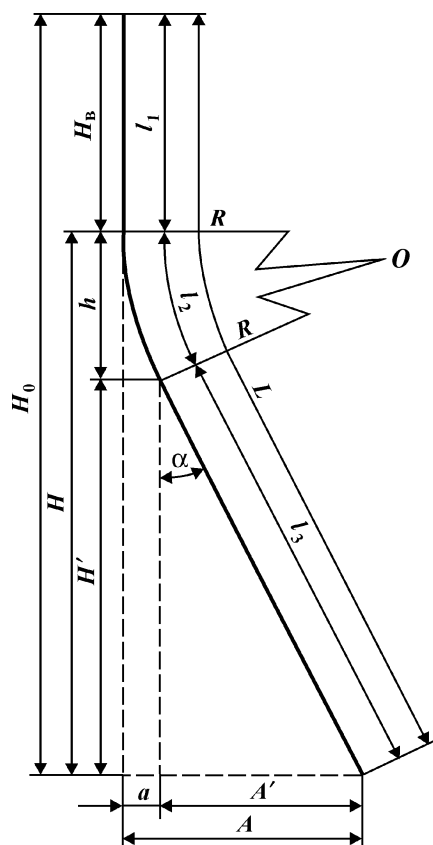


Рис. 10.6. Вертикальная проекция направленной скважины тангенциального (1-го) типа

можно меньше. Однако его величина часто ограничена снизу следующими требованиями:

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

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

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

Расчет элементов траектории направленных скважин. Для профиля 1-го типа (рис. 10.6) необходимое значение максимального зенитного угла находят по формуле

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

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

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

При расчете профиля 2-го типа (рис. 10.7) вначале устанавливают длину пятого вертикального участка. Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее

Таблица 10.3

Участок (см. рис. 10.6)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонталь- ная	вертикальная
Вертикальный Набора зенитного угла Прямолинейный наклон- ный Длина ствола по инстру- менту	$l_1 = H_b$ $l_2 = 0,0174R\alpha$ $l_3 = H'/\cos\alpha$ $L = l_1 + l_2 + l_3$	— $a = R(1 - \cos\alpha)$ $A' = H'\operatorname{tg}\alpha$ $A = a + A'$	H_b $h = R\sin\alpha$ $H' = H_0 -$ $-(H_b + h)$ $H_0 = H_b + h + H'$

общей мощности залежи плюс 5–10 % от нее. Указанная величина превышения длины 5-го участка над мощностью залежи обусловлена часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце четвертого участка ствола.

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

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

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

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

При расчете профиля 3-го типа (рис. 10.8), когда известна глубина скважины, длина 1-го вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют величину радиуса

Таблица 10.4

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

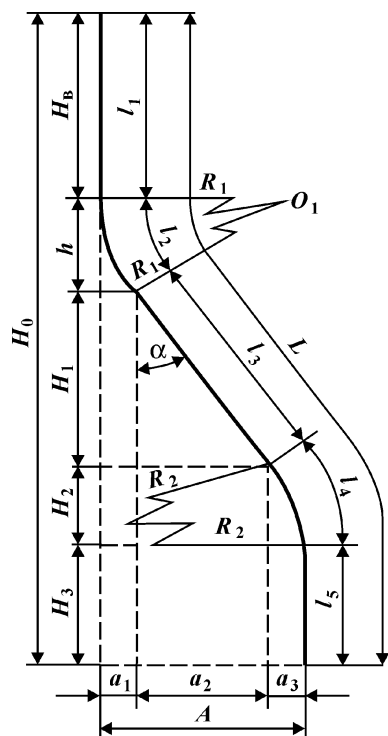


Рис. 10.7. Вертикальная проекция направленной скважины S-образного (2-го) типа

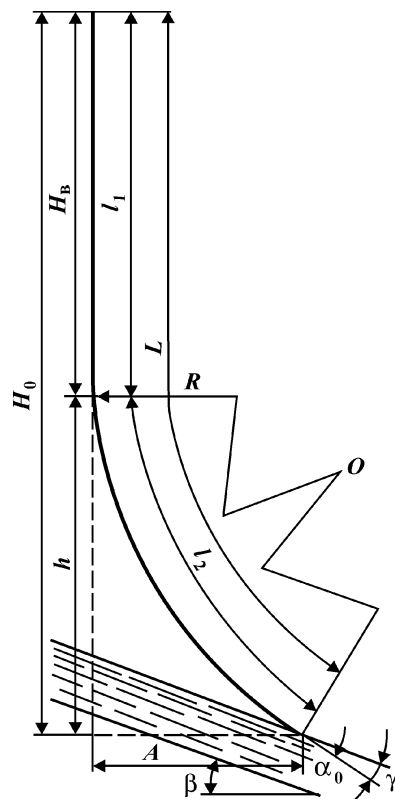


Рис. 10.8. Вертикальный профиль направленной скважины J-образного (3-го) типа

искривления 2-го участка. Кроме того, может быть задан угол с продуктивным пластом (угол между осью ствола скважины и плоскостью напластования). Тогда зенитный угол в месте входа в пласт определяется по формуле

$$\alpha = 90 - \gamma - \beta,$$

где γ — угол встречи скважины с пластом; β — угол падения пласта.

Кроме того,

$$\cos \alpha = 1 - A/R.$$

Длину вертикальной части ствола скважины можно при

необходимости скорректировать, изменяя угол входа скважины в пласт.

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

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

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

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

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

$$R > 12P/Q,$$

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

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

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

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

Таблица 10.5

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

где d — наружный диаметр бурильных труб; E — модуль Юнга; σ_t — предел текучести материала труб.

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

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

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

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

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

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

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

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

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

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

$$k = 0,003 \div 0,0015 \text{ м.}$$

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

10.2.6. РАСЧЕТ НАГРУЗКИ, ВОЗНИКАЮЩЕЙ НА КРЮКЕ ПРИ ПОДЪЕМЕ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ИЗ СКВАЖИНЫ

Осевая нагрузка на верхнюю трубу бурильной колонны рассчитывается для условия подъема после достижения проектной глубины, когда вес бурильной колонны максимальный.

Для наиболее распространенного типа профиля — трехинтервального, состоящего из вертикального участка, участка набора зенитного угла и прямолинейного наклонного участка, осевое усилие P_0 , возникающее при подъеме бурильного инструмента, можно определить по формуле:

$$P_0 = (P_1 + ql)K_1 + qRK_2 + qHK_3,$$

где P_1 — вес нижней части колонны (долото, забойный двигатель, УБТ, стабилизаторы); q — вес единицы длины бурильных труб с учетом выталкивающей силы среды, заполняющей ствол скважины; l — длина прямолинейного наклонного участка ствола скважины; H — длина вертикального участка скважины; R — радиус искривления ствола

$$K_1 = (\cos\varphi + \mu\sin\varphi)\exp(\mu\varphi),$$

$$K_2 = [\sin(\varphi + 2\gamma)\exp(\mu\varphi) - \sin 2\gamma];$$

φ — угол охвата бурильной трубы;

$$\gamma = \arctg\mu;$$

$$K_3 = \exp(\mu\varphi);$$

μ — коэффициент трения металла о породу.

Коэффициент трения можно оценить по формуле:

$$\mu = \mu_0(1 + 0,0112v)/(1 + 0,06v),$$

где μ_0 — коэффициент трения покоя металла труб о горную породу; v — максимальная скорость подъема бурильной колонны из скважины.

Значения μ_0 для различных пород приведены ниже.

Глина жирная.....	0,06—0,12
Глина песчаная.....	0,18—0,26
Глинистый сланец.....	0,11—0,20
Мергель.....	0,18—0,25
Известняк.....	0,31—0,38
Доломит.....	0,34—0,40
Ангидрит.....	0,37—0,45
Песчаник рыхлый.....	0,20—0,40
Песчаник крепкий.....	0,40—0,45
Кварцит.....	0,42—0,50
Гранит.....	0,45—0,53

Строят профиль направленной скважины следующим образом.

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

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые предварительно вычислены по приведенным выше формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

10.3. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ТРАЕКТОРИЮ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

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

Термин "забойная компоновка" относится к комбинации утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов, оборудования

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

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

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

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

Опорные забойные компоновки

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

В скважинах, составляющих с вертикалью 3° и более, утяжеленные бурильные трубы выше разгруженной части опираются на нижнюю часть стенки скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части. При этом по мере углубления ствола увеличивается угол его наклона (рис. 10.9). Такая тенденция называется опорным эффектом. Забойные

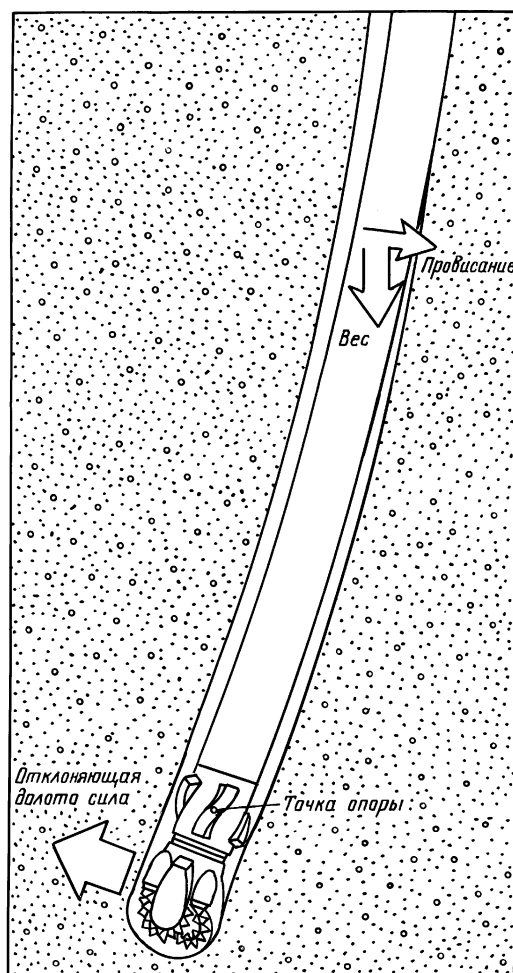


Рис. 10.9. Опорный эффект от провисания УБТ

компоновки, использующие опорный эффект для увеличения угла наклона ствола скважины, также называют наращивающими компоновками.

Скорость наращивания угла с опорными компоновками можно регулировать выбором соответствующего размера утяжеленных бурильных труб путем использования коротких утяжеленных труб и переводников между стабилизатором и долотом, распределением других стабилизаторов соответственно выше забойной части утяжеленных труб и регулированием нагрузки на долото и скорости циркуляции.

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

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

Маятниковая компоновка

В гибких компоновках, поддерживаемых стабилизатором, установка одной или двух утяжеленных труб над долотом вместо наддолотного стабилизатора приводит к тому, что УБТ под стабилизатором стремятся занять вертикальное положение (рис. 10.10).

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

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

Утяжеленные трубы малого диаметра также способствуют уменьшению нагрузки на долото, в результате чего снижается скорость бурения. Чтобы предотвратить чрезмерное провисание в сильно искривленных скважинах, стабилизаторы могут быть установлены так низко, что долото будет создавать малое усилие или вообще не будет создавать усилия на нижнюю стенку ствола. В этих случаях подкалиберный стабилизатор, установленный вблизи долота, будет способствовать

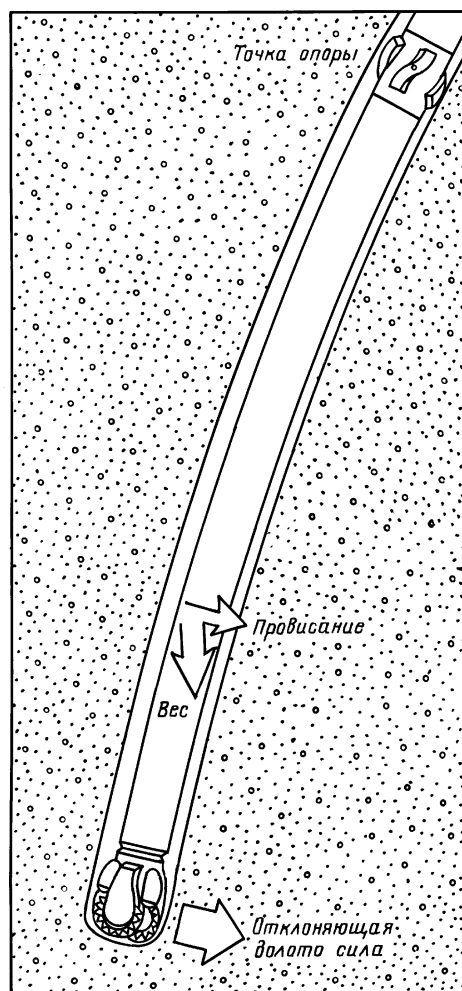


Рис. 10.10. Эффект маятника от провисания УБТ

постепенному уменьшению угла. Однако если все-таки угол невозможно уменьшить по желанию, то возникает необходимость подъема буровой колонны и спуска отклоняющего устройства.

Комбинированная (жесткая) компоновка. Удвоение толщины стенки утяжеленной трубы увеличивает ее жесткость в 8 раз. Чтобы сохранить угол наклона ствола скважины, буровщик может использовать комбинацию толстостенных утяжеленных труб по возможности большого диаметра и

стабилизаторов для минимизации или ограничения искривления, т.е. компоновки, ограничивающие как эффект маятника, так и эффект опоры. Такие компоновки называют комбинированными, или жесткими компоновками (рис. 10.11).

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

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

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

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

В идеале угол наклона должен увеличиваться или уменьшаться постепенно: обычно $6^\circ/100$ м; максимально в безопасном пределе до $15^\circ/100$ м. Однако изменение угла наклона от 6 до 15° автоматически нельзя считать безопасным. Темп изменения угла наклона должен соблюдаться на всем искривляемом интервале. Если 1° угла искривления добавляется каждые 10 м и при этом не изменяется азимут ствола, вероятно, не будет проблемы при следующем долблении. Но если этот угол добавляют каждые 5 м проходки и искривление 10° достигается в интервале 100 м, то это значит, что первые 50 м пройдены с темпом искривления $20^\circ/100$ м ($10 \times 100 : 50 = 20$).

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

Когда анализируются инклинометрические данные, должны

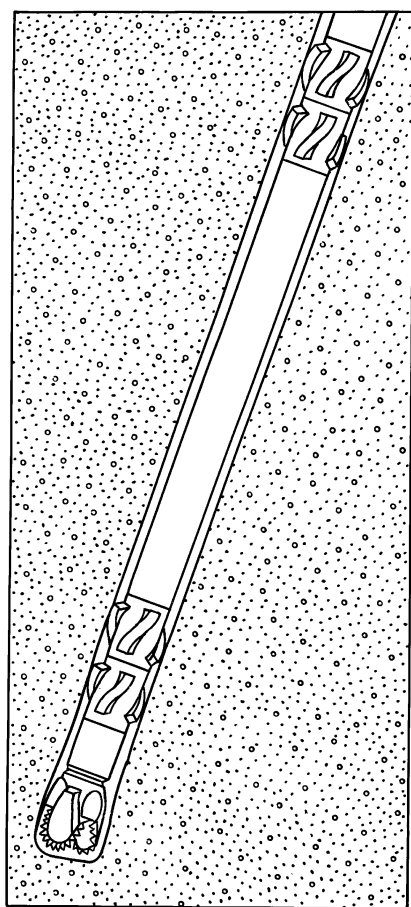


Рис. 10.11. Принцип действия жесткой забойной компоновки

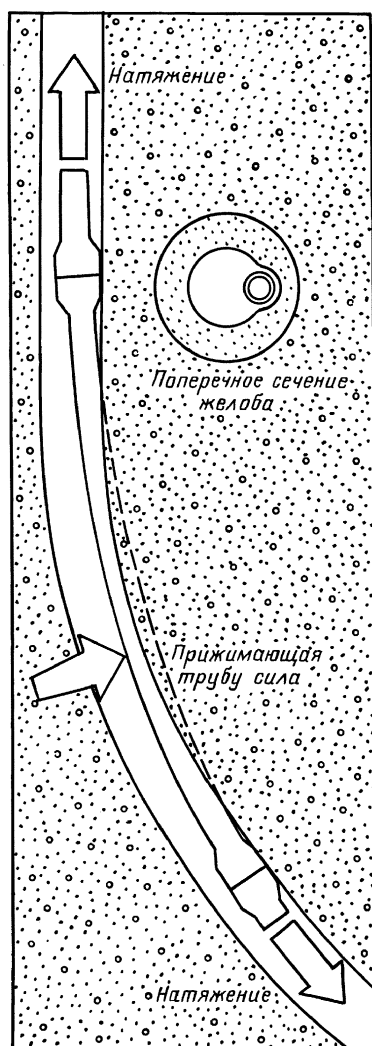


Рис. 10.12. Образование желоба в виде замочной скважины

быть учтены как вертикальные, так и горизонтальные изменения траектории ствола. Если набор кривизны произведен плавно от 8 до 12°/25 м, то темп набора угла составляет 1,7°/10 м. Но если в это же время азимутальное направление скважины изменено на 25°, то желобообразующий фактор

становится почти $2,5^\circ/10$ м (или более $20^\circ/100$ м), а ствол имеет вид спирали или штопора.

В верхней части сильно искривленных скважин могут образоваться желоба в форме замочной скважины (рис. 10.12). Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и утяжеленные бурильные трубы. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине и для извлечения потребуется провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. По этим причинам безопаснее набирать кривизну быстро в нижних интервалах ствола, чем в верхних.

Влияние геологических факторов. Иногда проходимые породы имеют тенденцию отклонять долото. Управление его направлением становится более трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально.

Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше 45° , долото стремится отклониться в сторону восстания пласта или принять положение, перпендикулярное напластованию (рис. 10.13). Если угол падения больше 45° , то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению пласта, или стремится принять положение, параллельное напластованию (рис. 10.14). Иногда скважину планируют, используя эти тенденции долота. В других случаях для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

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

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

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль за "блужданием" или "уходом" долота, обычно требуется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, бурильщик может предвидеть влияние геологических факторов

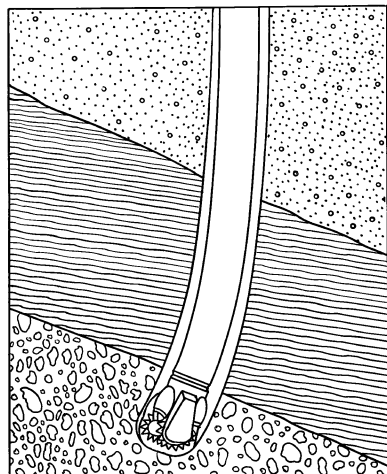


Рис. 10.13. Искривление скважины под влиянием пластов, залегающих под углом менее 45°

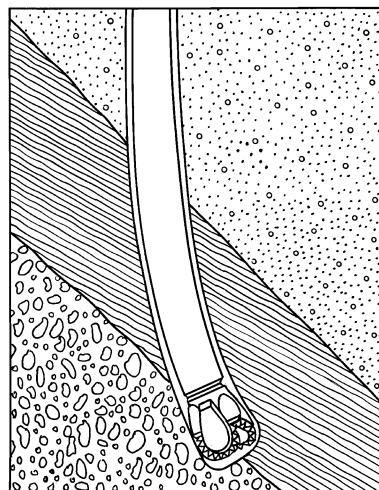


Рис. 10.14. Искривление скважины под влиянием пластов, залегающих под углом более 45°

или "уход" долота и компенсировать это проводкой скважины, например, в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать "уход" долота для проводки ствола к цели.

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

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

Скорость проходки, например, ограничивается, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижнюю стенку ствола (рис. 10.15). Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком бурового раствора. Стабилизаторы помогают частично решить проблему,

Рис. 10.15. Проблема очистки ствола от шлама в сильно искривленных скважинах

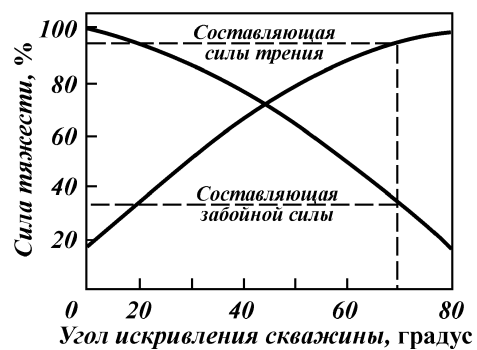
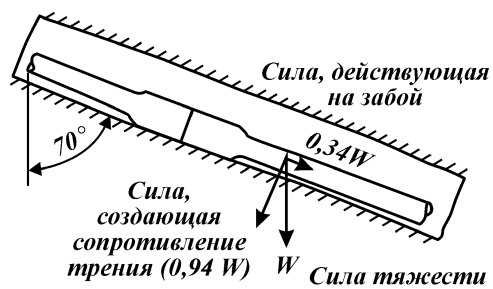
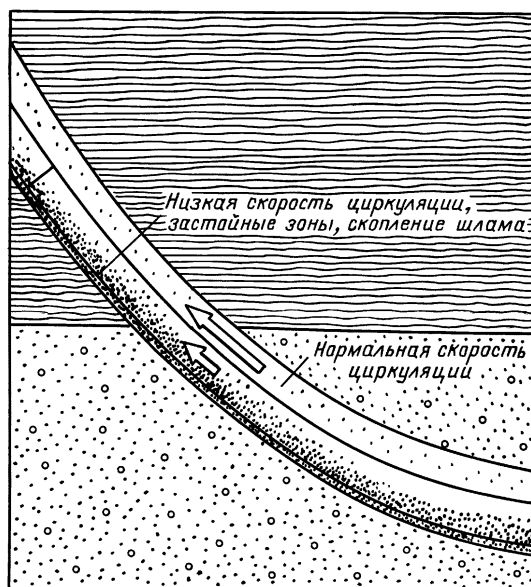


Рис. 10.16. Интенсификация сил трения в сильно искривленных скважинах

удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины.

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

Трение. В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола (рис. 10.16). Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, износа и поломки труб. В мягких породах это даже может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

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

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

10.4. ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

10.4.1. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ НАБОРА КРИВИЗНЫ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Наиболее предпочтительно в интервале набора кривизны ствола скважины применять укороченный забойный двигатель. С целью увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем используют различные компоновки низа бурильных колонн (КНБК) в соответствии с геолого-техническими условиями бурения (рис. 10.17).

Для увеличения зенитного угла рекомендуются следующие компоновки:

1) долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис. 10.17, а), угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно $1,5-3^\circ$, длина УБТ (при коротких турбобурах) 12–25 м;

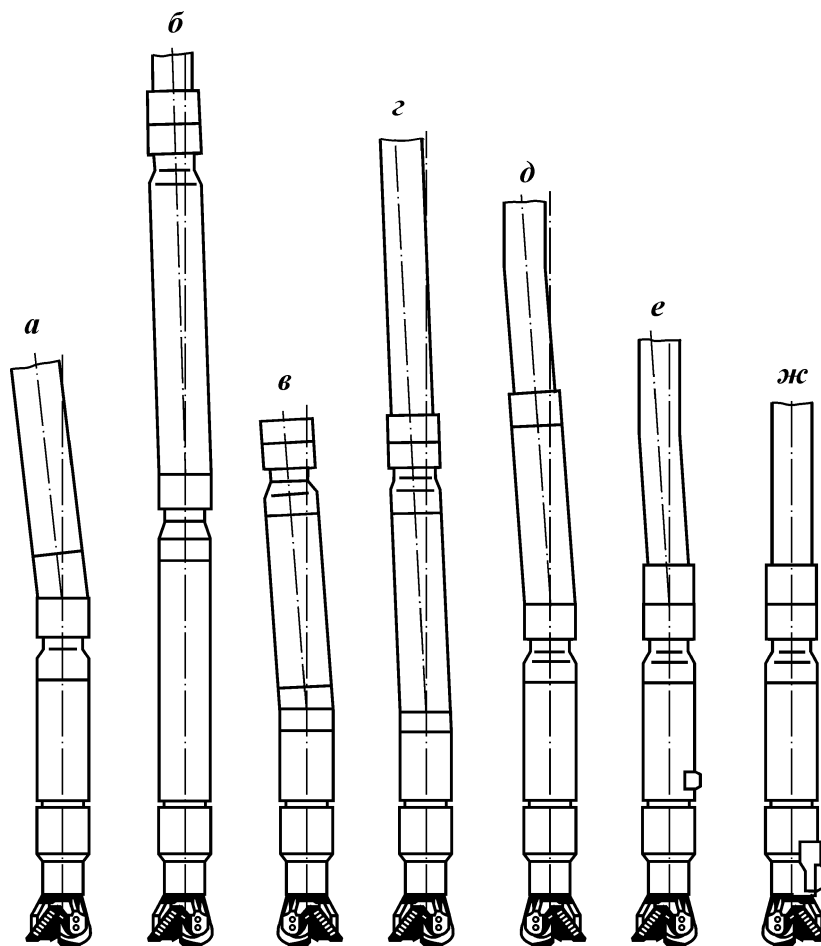


Рис. 10.17. Компоновки низа буровой колонны для искривления скважин:
а — с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; *б* — с искривленным секционным турбобуром; *в* — с турбинным отклонителем; *г* — с турбинным отклонителем и кривым переводником; *д* — с отклонителем; *е* — с накладкой и кривым переводником; *ж* — с эксцентричным ниппелем

2) долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом $0,5-1,5^\circ$ (рис. 10.17, *б*);

3) долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис. 10.17, *в*), рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса $1-2^\circ$;

4) долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями соединительных резьб и бурильные трубы (рис. 10.17, „), при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;

5) долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис. 10.17, %), угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным $1,5-3^\circ$;

6) долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 10.17, Å);

7) долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной металлической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 10.17, Ê).

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

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

Геометрические размеры компоновки низа бурильных колонн рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок 6 и 7 следует выбирать их размеры такими, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более 1° на 10 м проходки. При этом углублять скважи-

ну можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

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

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

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

для интенсивного уменьшения зенитного угла — одну из компоновок, используемых для набора кривизны (см. рис. 10.17).

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

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

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

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

10.4.2. РАСЧЕТ ЗАБОЙНЫХ КОМПОНОВОК

Расчет забойных компоновок предусматривает:

- а) проверку на прочность;
- б) оценку возможности прохождения через обсадную колонну (кондуктор);
- в) определение возможности запуска забойного двигателя.

Для реализации проектного радиуса искривления ствола направленной скважины необходимо прежде всего выбрать геометрические параметры забойной компоновки. Радиус кривизны, получаемый компоновкой определенных геометрических размеров, с достаточной для практики точностью определяется по формуле

$$R = (L_1 + L_2) / 2 \sin(\alpha + \beta);$$

где L_1 — длина нижнего плеча компоновки, включая долото и нижнее плечо отклонителя; L_2 — длина верхнего плеча отклонителя (от точки искривления оси переводника до его

верхнего торца); α — угол перекоса валов турбинного отклонителя или резб кривого переводника;

$$\beta = \arctg[(D_1 - D_2)/2L_1];$$

D_1, D_2 — диаметр соответственно долота и отклонителя.

Однако геометрические размеры и углы перекоса компонок должны не только соответствовать проектным радиусам искривления ствола скважины, но и обеспечивать свое прохождение через обсаженные участки ствола.

Для того чтобы установить размеры компонок, при которых напряжения, возникающие в ее элементах при прохождении обсадных колонн, были меньше предела текучести, необходимо выполнить проверочный расчет.

Оценка возможности прохождения компоновки внутри обсадной колонны обуславливает продвижение компоновки только под действием собственного веса. В противном случае после прохождения обсадной колонны в компоновке могут появиться остаточные деформации и ожидаемый эффект от ее работы ухудшится или вовсе будет сведен на нет.

Кроме того, величина отклоняющей силы, действующей на долото, может полностью затормозить вал турбобура, и турбобур на забое не запустится.

Рассмотрим случаи расчетных схем некоторых компонок, приведенных на рис. 10.17.

Расчетная схема компонок a и b приведена на рис. 10.18, „ и $\%$ — на рис. 10.19 и 10.20, $\hat{A}$ и $\hat{E}$ — на рис. 10.21.

Условие упругих деформаций

$$\sigma = \frac{M}{W} < \sigma_{\tau}$$

или для компонок „а" и „б"

$$\sigma = \frac{3 \left[D_0 - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right] E d_2}{L^2} < [\sigma_{\tau}],$$

где

$$L = \frac{1}{2 \left[\alpha_{\Pi} - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_A}{2} \right) \frac{1}{L} \right]} \left\{ 3 \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right] + \right. \\ \left. + \left[9 \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right]^2 + 8 \left[\alpha_{\Pi} - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_A}{2} \right) \frac{1}{L_1} \right] \times \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right] \frac{I_2}{I_1} \right]^{1/2} \right\};$$

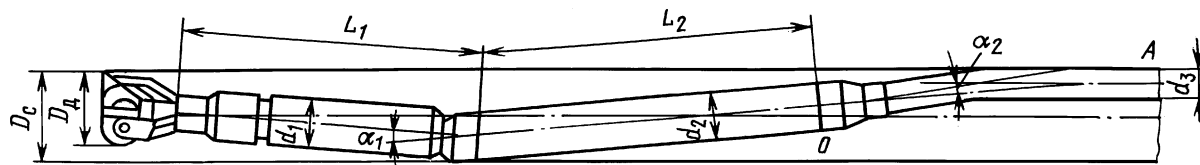


Рис. 10.18. Расчетная схема компоновки $\neq$ и $\cdot$

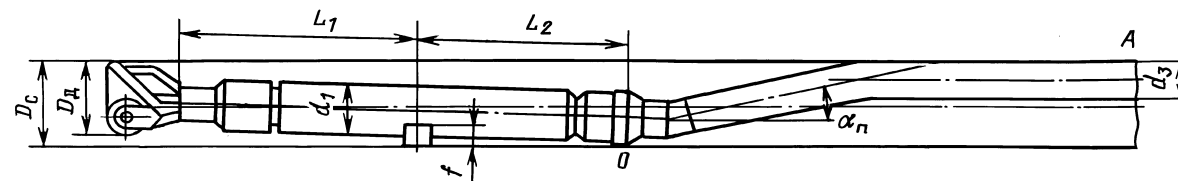


Рис. 10.19. Расчетная схема компоновки $\cdot$ и $\%$ (первый случай)

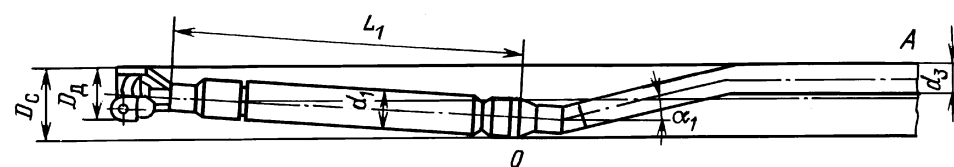


Рис. 10.20. Расчетная схема компоновки „ и % (второй случай)

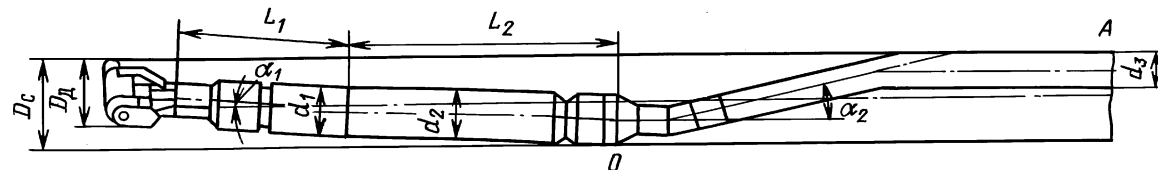


Рис. 10.21. Расчетная схема компоновки $\hat{A}$ и $\hat{E}$

I_2 — момент инерции поперечного сечения плеча OA ; I_1 — момент инерции поперечного сечения турбобура.

Остальные обозначения см. из рис. 10.18.

Условие возможного пропуса (прохождения) компоновки через кондуктор

$$Q_k > \frac{2\mu\sigma \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right] EI_2}{L^3} \left(1 + \frac{1}{L} \right),$$

где Q_k — вес компоновки; μ — коэффициент трения компоновки о кондуктор.

Условие запуска турбины

$$M_t > \mu \frac{6 \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right] EI_2}{L^2 L_1} \frac{D_A}{2},$$

где M_t — тормозной момент турбины.

Для компоновок „ „ прѐ $I_1 \gg I_2$ расчетные формулы остаются справедливыми с упрощением

$$L = \frac{3 \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2} \right) \right]}{\alpha_n - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_2}{2} \right) \frac{1}{L_1}}.$$

Для компоновок „ „ и „%“ рассмотрим два случая расположения.

Расчетная схема для первого случая приведена на рис. 10.19.

Приведенные формулы будут справедливы для

$$\alpha_1 < \frac{D_c - \frac{D_A}{2} - \frac{d_1}{2}}{L}$$

и условий упругих деформаций

$$\sigma = \frac{6 \left[D_c - \frac{d_2 + d_3}{2} \right] Ed_3}{2L^2} < [\sigma_t].$$

Здесь

$$L = \frac{1}{2 \left[\alpha_2 - \left(D_c - \frac{D_A}{2} - \frac{d_2}{2} \right) \right] \frac{1}{L_1 + L_2} \frac{d_1 L}{L_1 + L_2}} \times$$

$$\times \left\{ 3 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right] + \left[9 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right]^2 + \right. \right.$$

$$\left. + 8 \left[\alpha_2 - \frac{D_c - \frac{D_A}{2} - \frac{d_2}{2}}{L_1 + L_2} + \frac{\alpha_1 L_1}{L_1 + L_2} \right] \times \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right] \frac{I_1^*}{I_3} (L_1 + L_2) \right\}^{1/2},$$

где I_1^* — меньший из моментов инерции поперечного сечения первого и второго плеча; I_3 — момент инерции поперечного сечения ключа OA .

Условие пропуска (прохождения) через кондуктор

$$Q_k > \frac{2\mu 6 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right] EI_3}{L^3} \left(1 + \frac{L}{L + L_2} \right).$$

Возможность запуска турбины

$$M_T > \mu \frac{6 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right] EI_3}{L^3 (L_1 + L_2)} \frac{D_A}{2}.$$

Расчетная схема компоновок "е" и "г" (второй случай) приведена на рис 10.20.

При

$$\alpha_1 > \frac{D_c - \frac{D_A}{2} - \frac{d_1}{2}}{L_1}$$

условие упругих деформаций

$$\sigma = \frac{6 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right] Ed_3}{2L^2} < [\sigma_T],$$

где

$$L = \frac{1}{2 \left[\alpha_1 - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_3}{2} \right) \right] \frac{1}{L_1} + \alpha_2} \left\{ 3 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right] + \right.$$

Рис. 10.22. Компонировка низа буровой колонны для бурения участка стабилизации зенитного угла:
 1 — долото; 2 — калибратор; 3 — турбобур; 4 — центратор

$$+ \left[9 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) \right]^2 + 8 \left[\alpha_1 - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_A}{2} \right) \frac{1}{L_1} + \alpha_2 \right] \times \right. \\ \left. \times \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_1}{2} \right) \frac{I_2^*}{I_1} L_1 \right]^{1/2} \right];$$

I_2^* — наименьший из моментов инерции поперечных сечений второго плеча и плеча ОА.

Условие пропуска (прохождения) через кондуктор

$$Q_k > \frac{2\mu_6 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) EI_2^* \right]}{L^3} \left(1 + \frac{L}{L_1} \right).$$

Условие запуска турбины

$$M_T > \mu \frac{6 \left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2} \right) EI_2^* \right]}{L^2 L_1} \frac{D_A}{2}.$$

Расчетная схема компоновок "А" и "Б" приведена на рис. 10.21.

Так как накладка рассчитана на работу в кривом стволе, ясно, что конец турбобура не будет касаться нижней стенки кондуктора.

Условие упругих деформаций

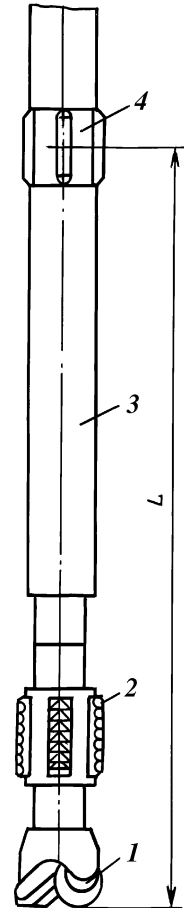
$$\sigma = \frac{2(\alpha_n - \alpha_1) E \alpha_3}{2L} < [\sigma_T].$$

Здесь

$$L = \frac{3}{\alpha_n - \alpha_1} \left[L_2(\alpha_n - \alpha_1) + \left(D_c - \frac{d_3}{2} \right) - \left(f + \frac{d_T}{2} \right) \right];$$

d_T — диаметр турбобура;

$$\alpha_1 = \frac{D_c - \frac{d_A}{2} - f - \frac{d_T}{2}}{L_1}.$$



Условие пропуска (прохождения) через кондуктор

$$Q_k = 2\mu \frac{2(\alpha_n - \alpha_1)EI_3}{L_2} \left(1 + \frac{L + L_2}{L_1} \right).$$

Условие запуска турбины

$$M_T > \mu \frac{2(\alpha_n - \alpha_1)EI_3}{L^2 L_1} (L + L_2) \frac{D_A}{2}.$$

На рис. 10.22 приведена компоновка низа бурильной колонны, где L — искомая оптимальная длина компоновки.

10.4.3. ВЫБОР ЖЕСТКИХ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ УГЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Стабилизация угла прямолинейного участка наклонно направленной скважины является важнейшим этапом ее проводки, так как прямолинейный участок, как пра-

Таблица 10.6

Компоновка низа бурильной колонны	Способ бурения	Расстояние от торца долота до середины центратора, м при зенитном угле, градус				
		15	20	25	30	35
Долото диаметром 295,3 мм, калибратор диаметром 295,3 мм, УБТ диаметром 203 мм, калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 203 мм	Роторный	8,0	7,7	7,2	6,8	6,6
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 229 мм, калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 229 мм	Роторный	8,2	7,8	7,4	7,1	6,0
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; турбобур ЗТС 5Б-240 или ЗТСШ-240; УБТ диаметром 203 мм. На корпусе турбобура центратор диаметром 292 мм	Турбинный	7,7	7,2	6,8	6,5	6,0
Долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм, УБТ диаметром 178 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; УБТ диаметром 178 мм	Роторный	6,5	6,0	5,7	5,5	5,0
Долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; турбобур ЗТСШ-185, УБТ диаметром 178 мм. На корпусе турбобура центратор диаметром 215 мм	Турбинный	5,0	4,5	4,3	4,0	3,0

вило, — наиболее протяженный элемент профиля, определяющий успешное достижение забоем скважины заданной точки.

Для выполнения указанной задачи необходимо соблюдать следующие общие положения.

1. Компоновка должна иметь не менее двух центрирующих элементов, диаметр которых равен диаметру долота при роторном бурении, а при бурении забойным двигателем диаметр центриатора должен быть на 3 мм меньше номинального диаметра долота. Первый элемент — калибратор присоединяется непосредственно к долоту (без переводника).

2. Длина компоновки должна быть оптимальной. В качестве критерия, определяющего оптимальную длину компоновки, принято равенство нулю силы, приложенной к долоту и направленной перпендикулярно к оси ствола скважины.

3. Оптимальная длина компоновки должна обеспечивать ее проходимость на участке выбора угла с интенсивностью искривления, соответствующей проектному профилю.

Для эффективной работы компоновки в процессе бурения следует поддерживать номинальные размеры калибраторов и центриатора, устанавливаемого на забойном двигателе.

В табл. 10.6 приведены результаты расчетов оптимальной длины компоновок для стабилизации угла наклонно направленных скважин.

10.5. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживаетс в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными, как, например, изображено на рис. 10.23.

Чтобы показать изменения конфигурации ствола, проводят единичные выборочные измерения. Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными перерывами в работе бурового станка, в течение вспомогательных операций, например, непосредственно перед подъемом бурильных труб для смены долота. Более прогрессивные системы, такие как контролирующие инструменты или измерительные системы в процессе бурения (MWD), в конкретные моменты времени представляют данные о направлении ствола, которые показывают, что происходит на забое в процессе бурения.



Рис. 10.23. Расчетная и фактическая трассы ствола направленной скважины

Сервисная компания по результатам исследования скважины готовит комплексный отчет о скважине, обычно такой, какой требуется перед спуском обсадных колонн или после спуска, или после заканчивания скважины. Инструментальные измерения и исследования проводят в нескольких запланированных интервалах. Эти исследования анализируют обычно на компьютере в целях обеспечения точной траектории скважины.

Требования к исследованиям и интервалам варьируют в различных компаниях, штатах и нефтяных промыслах. Так, на побережье залива в США направленные скважины должны исследоваться через каждые 50–70 м проходки, а на океанском побережье — через 30–50 м. Там, где скважины

очень близко расположены, например, при бурении с морских платформ, интервалы проходки между исследованиями могут быть уменьшены до 30–10 м, чтобы не пересечься с другими скважинами. Эти скважины часто пробиваются управляемым инструментом.

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

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

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют при помощи глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направления с севера на юг и с запада на восток, отклонение проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонтов и мест аварий (рис. 10.24).

Из приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат В.А. Петросяна (рис. 10.25), принцип действия которого основан на том, что плавиковая или фторводородная кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схема действия этого прибора показана на рис. 10.26. В стальной корпус 1 с крышками помещен на осях 4 с заостренными концами полуцилиндр 3, центр тяжести которого смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях 4 до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал 5 с резиновой пробкой 6, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами 2.

Перед спуском в скважину пенал заполняют наполовину

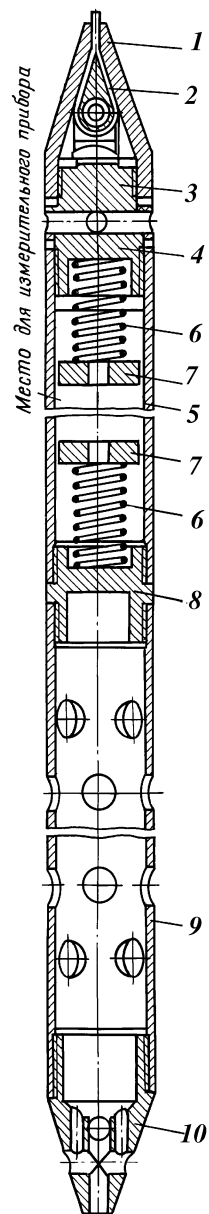
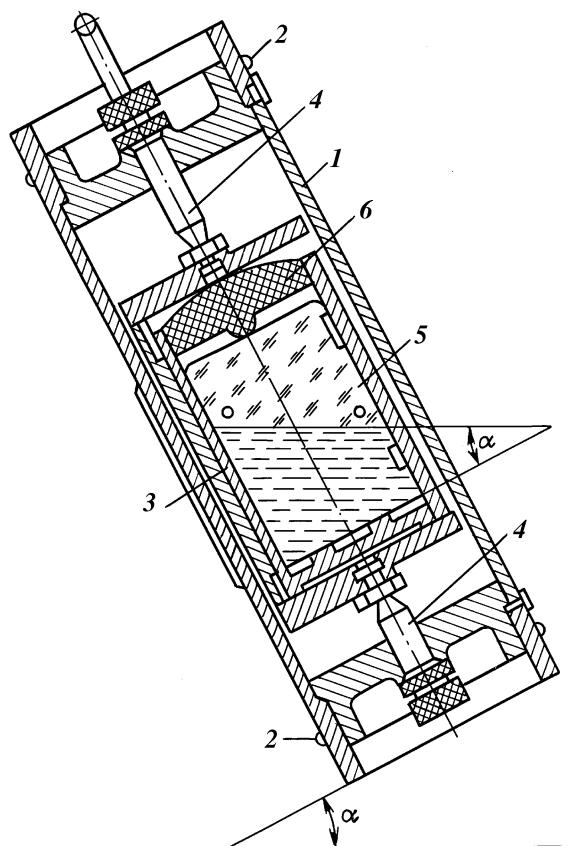


Рис. 10.25. Желонка с прибором В.А. Петросяна:
 1 — верхнее направление — замок; 2 — "рыбка"; 3 — пробка; 4 — прокладка; 5 — корпус; 6 — пружина; 7 — деревянные диски, между которыми размещается измерительный прибор; 8 — соединительный ниппель; 9 — труба; 10 — нижнее направление

Рис. 10.26. Прибор В.А. Петросяна



плавиковой кислотой 20%-ной концентрации и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков (см. рис. 10.25). В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе при помощи специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлекать на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

Аппараты изготовляют трех размеров (табл. 10.7).

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

Перед измерением угла искривления скважины приподнимают долото над забоем, ставят трубы на элеватор или клинья и отвинчивают ведущую бурильную трубу. Затем отвинчивают верхнюю пробку направляющей желонки рычагом, пропущенным сквозь отверстие пробки, удерживая желонку другим рычагом, пропущенным через отверстие в нижней части. Отвинчивают защелки измерительного прибора, снимают боковую крышку и вынимают пенал из вращающегося полуцилиндра. Сняв резиновую пробку, в пенал заливают плавиковую кислоту до половины высоты. Затем вставляют замерное стекло нижним основанием (шлифованной кромкой), противоположным стороне, на которой написан номер стекла, в пазы пенала, предварительно промыв его водой. Плотнo закрывают пенал резиновой пробкой, причем последняя своим выступом должна плотно прижать стекло к доньшку пенала. Затем пенал вставляют во вращающийся

Таблица 10.7

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

П р и м е ч а н и е. Толщина замерного стекла 1–2 мм.

полуцилиндр и укрепляют стопорным винтом. Крышку измерительного прибора ставят на место и закрывают защелки. Измерительный прибор ставят в вертикальное положение в направляющую желонку между двумя деревянными дисками с амортизационными пружинами и проверяют, плотно ли он входит в желонку. После установки резиновой прокладки заворачивают верхнюю пробку направляющей желонки рычагом, пропущенным сквозь отверстие пробки, удерживая направляющую желонку другим рычагом, пропущенным сквозь отверстие в ее нижней части. При помощи специальной ручной или механизированной лебедки спускают аппарат на канате в бурильные трубы. Иногда аппарат сбрасывают в бурильные трубы.

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

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

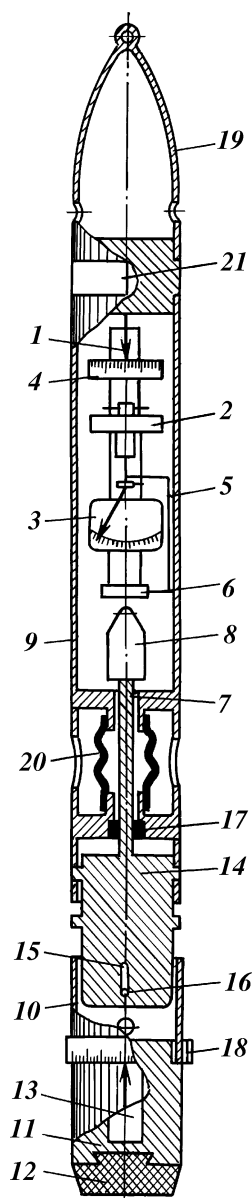


Рис. 10.27. Схема автономного забойного инклинометра (ЗИ)

Угол искривления скважины по пластинке определяется непосредственным измерением угла по транспортиру или вычислением по формуле

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

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

Пример. Допустим, что линейкой на пластинке замерено: $a = 6$ мм; $D = 30$ мм. Тогда $D = 70 \frac{6}{30} = 14^\circ$.

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр ЗИ, разработанный Г.Н. Строчким, Г.М. Раммом и Г.П. Малюгой (рис. 10.27). Прибор ЗИ имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки 1, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой 2 для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, отвес 3 для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб 4 для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север — юг.

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

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором 5. В момент посадки прибора на "ножи" на свинцовой печати 12 образуются отпечатки "ножей", нижняя часть 10 корпуса прекращает движение,

тогда как верхняя часть 9 вместе с измерительной системой продолжает спускаться вниз, надвигаясь на цилиндрический груз 14, который телескопически соединен с обеими частями при помощи пальцев 15 и прорезей 16. При этом диск 6 садится на нажимной шток 7 и освобождает измерительную систему.

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

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

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

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

Инклинометр спускается в бурильную колонну при помощи вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу колпака 19. Замер длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

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

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

Старейший тип контролирующих инструментов записыва-

ет информацию на забое скважины, которую затем, после подъема его на поверхность, анализируют.

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

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

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

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

На рис. 10.28 приведен вид инструментальной сборки, показывающий основные узлы, такие как головка для извлечения устройства, поглотитель ударов, амортизатор, который уменьшает удары во время падения устройства внутри бурильных колонн.

Простейшая магнитная установка. Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 10.29). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля земли; маятник установлен вертикально подобно отвесу. Электрический свет, сфокусированный на края диска с светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент должен быть расположен вблизи долота в специальных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается, (например, нержавеющей сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

Фотографический диск должен быть помещен в камеру,

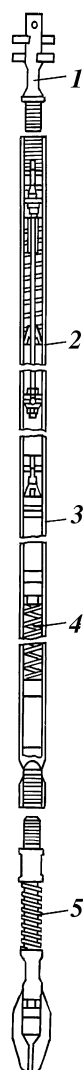


Рис. 10.28. Схема типовой сборки измерительного инструмента для направленного бурения скважин: 1 — головка; 2 — поглотитель ударов; 3 — инструмент; 4 — амортизатор; 5 — концевой элемент

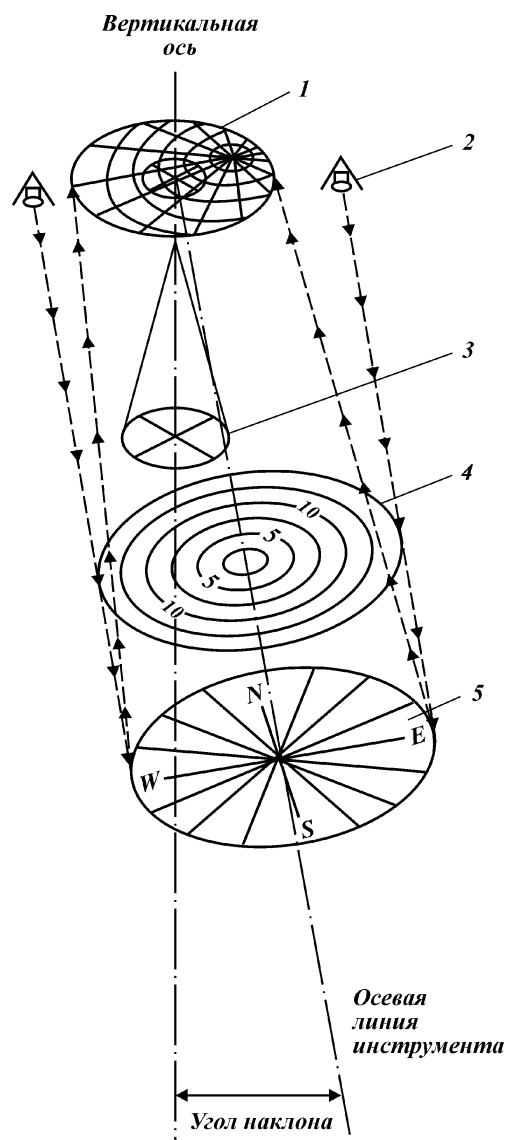


Рис. 10.29. Схема одноразового фотографического измерительного прибора: 1 — изображение на фотографическом диске; 2 — источник света; 3 — маятник; 4 — собирающая линза; 5 — компас

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

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

На рис. 10.30 показана типичная фотография. Угол скважины прямо зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15° . Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на нескольких сотен километров от северного географического полюса. Но план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

Отличие данных истинного магнитного севера называют отклонением. Его величина зависит от того, где производят измерения. Существуют карты изогоник, на которых нанесены линии одинаковых отклонений. Определив для данной точки местности величину отклонения, ее прибавляют к показаниям компаса. Так, если бы это отклонение в данном примере составило 14° , то действительные показания составили бы N100E. Однако более удобно, чтобы показания не превышали 90° , поэтому N100E одно и то же, что S80E. Если отклонение составляет 0° , то это означает, что магнитный и географический полюсы в данной точке местности совпадают.

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

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

Рис. 10.30. Изображение магнитного диска в инструменте одnorазового действия

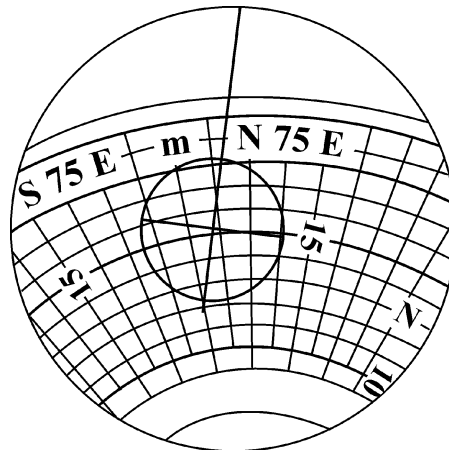
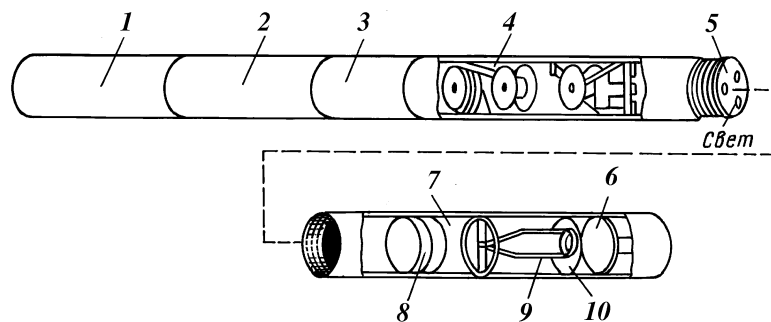


Рис. 10.31. Схематический вид магнитного инструмента многоразового действия:

1 — батареи; 2 — таймер; 3 — мотор; 4 — камера; 5 — линзы; 6 — шкала; 7 — жидкость; 8 — стеклянная крышка; 9 — маятник; 10 — собирающая линза



Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одnorазового. Основное отличие состоит в том, что он снабжен встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах (рис. 10.31). Результаты исследований анализируют, и сервисная компания представляет их в виде графических материалов.

Магнитный прибор многоразового действия может быть свободно сброшен или спущен при помощи гибкого троса внутри немагнитной части бурильного инструмента. Но так как в немагнитной части бурильного инструмента должен устанавливаться магнитный компас, чтобы нормально функционировать, сервисные данные получают только тогда, когда прибор вместе с бурильной колонной поднимают на поверхность. Используя секундомер с остановом, специалист по сервису отмечает соответствующие времени глубины, на ко-

торых таймер включает фотографирование. Рассматриваются только те фотографии, которые сделаны на известных глубинах в период остановок бурильной колонны; их используют для построения графика траектории скважины.

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

Гирскоп (рис. 10.32) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться возле одной оси (AO), но свободно менять положение около одной или обеих из двух других взаимно перпендикулярных осей (KG и ED). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, несмотря на то, как поворачиваются другие оси.

Гирокомпас в гирскопическом многоразовом приборе

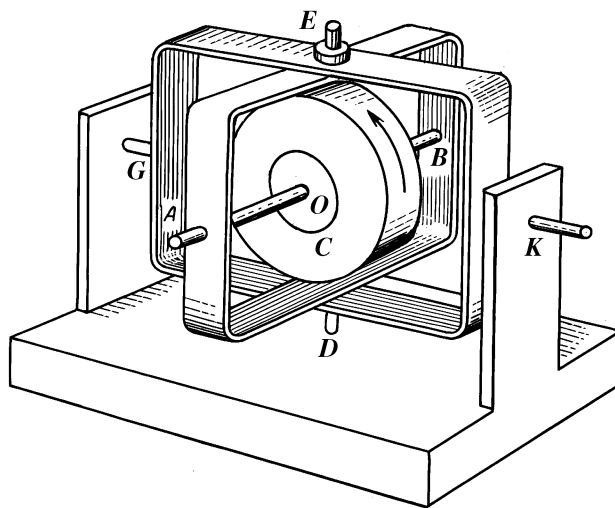


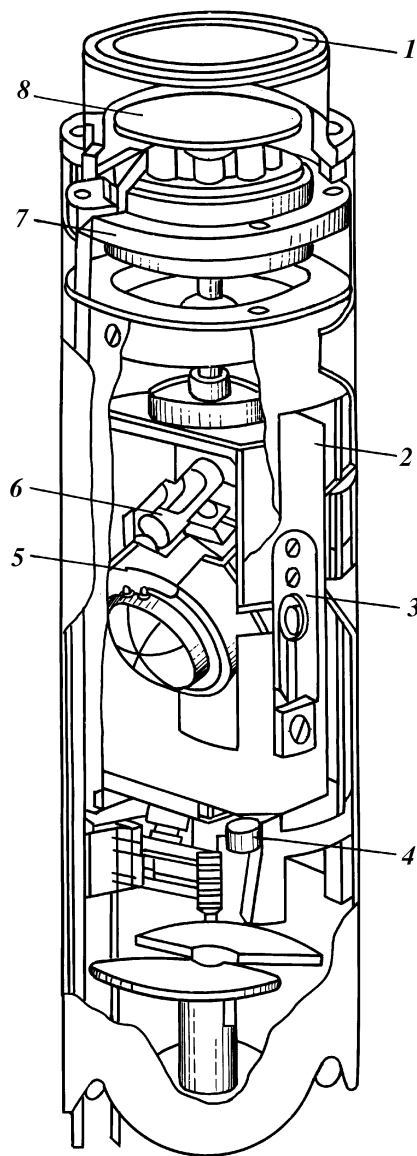
Рис. 10.32. Гирскоп в кардановом подвесе

Рис. 10.33. Гироскоп в гироскопическом инструменте многоразового действия:

1 — шкала верньера; 2 — внешний шарнир; 3 — внутренняя опора шарнира; 4 — нижняя внешняя опора шарнира; 5 — сборка мотора для гироскопа; 6 — нивелирующий переключатель; 7 — сборка вращающегося мотора; 8 — гирокарта

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

На рис. 10.33 показана компоновка рабочих частей в гироскопическом приборе. Перед тем, как спустить этот прибор в скважину, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ро-



тор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или от поверхностного источника по кабелю.

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому прибору этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах (рис. 10.34). Крест на каждой фотографии — это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гироскопе, показывает направление оси вращения.

Иногда при направленном бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одnorазового прибора он может использовать одnorазовый гироскопический.

Обслуживание посредством забойной телеметрии. Преимущества фотографического обслуживания: его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спуска и подъема прибора или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась не удачной. Чем дальше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может обеспечить в короткий срок расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), хотя первоначально может быть дорогим, в конечном счете может уменьшить издержки производства.

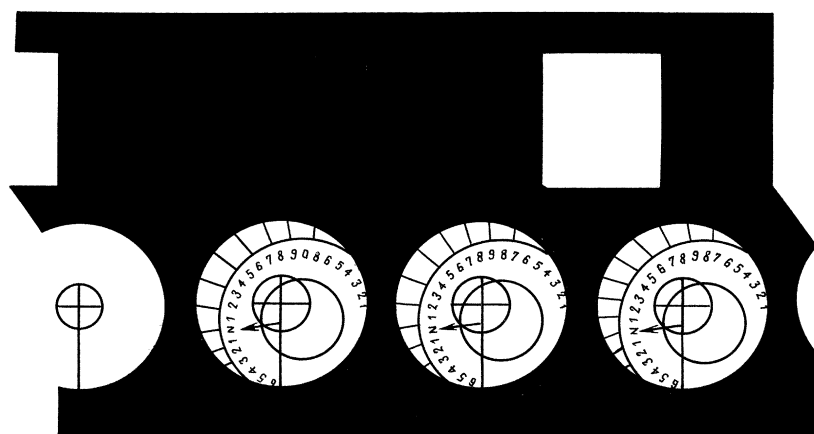


Рис. 10.34. Запись на фотопленке гироскопа многоразового действия

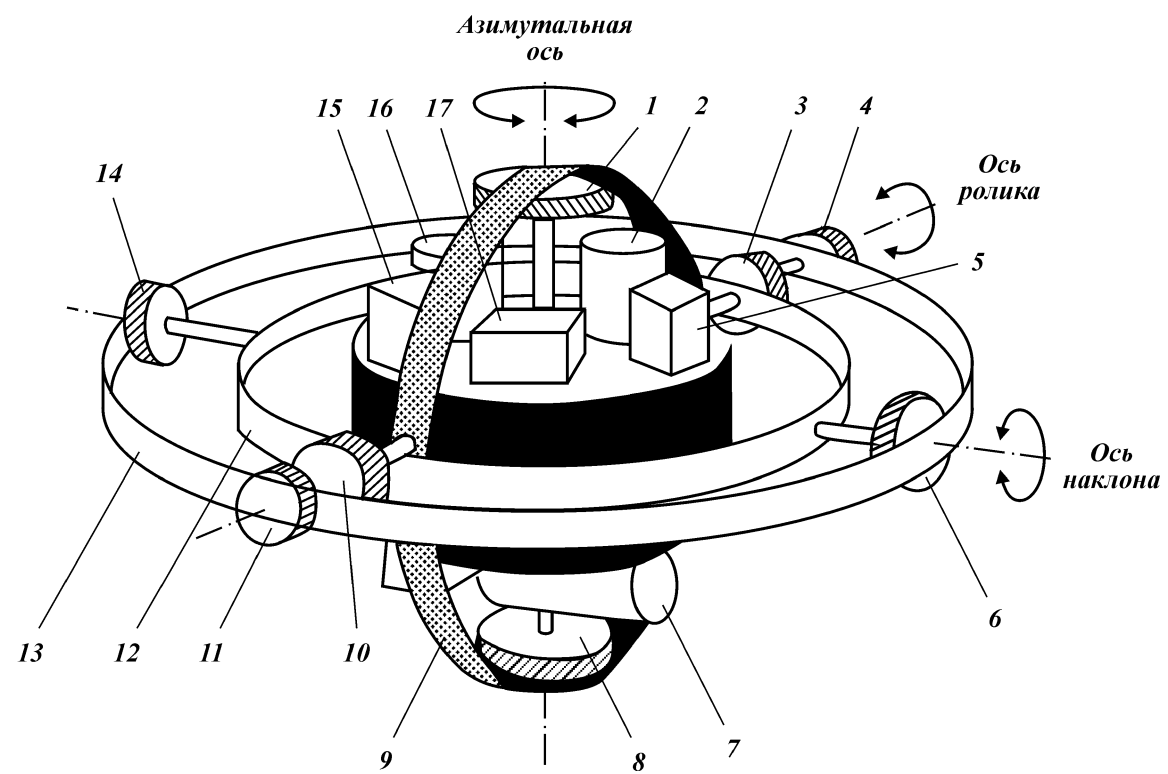
Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по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

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает или гироскоп, или магнитометр. Гироскопы чувствительны к вибрациям и легко повреждаются при ударах. Поэтому гироскопы спускают в скважины только в периоды остановок буровых операций и извлекают перед их возобновлением. Магнитометры (электромагнитные приборы, которые ориентируются по магнитному полю Земли) могут перемещаться в бурильной колонне при вращении долота и выполнять измерения непосредственно в процессе бурения.

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

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

Один из недостатков гироскопов — их тенденция дрейфа от начальной установки. Трение и другие силы замедляют



вращение и он отклоняется от первоначальной установки. Чем длиннее путь движения гироскопа в скважине, тем больше вероятность ошибок. Используя космические технологии, разрабатывают новые типы гироскопов, которые позволяют преодолеть эти проблемы и увеличить точность и достоверность гироскопического сервиса: скоростные гироскопы и специальные платформы.

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

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

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

Инерциальные системы измерения. Многоразовый гироскоп для космической навигации назвали инерциальной платформой, измеряющей параметры направления в инерциальных измерительных системах. Инерциальная платформа представляет собой группу из трех гироскопов и трех акселерометров, которая может вращаться в любом направлении (рис. 10.35). Гироскопы держат инерциальную платформу ориентированной вертикально вдоль меридиана в точке расположения скважины. Акселерометры измеряют общее движение во всех трех измерениях. Процессоры и компьютер

Рис. 10.35. Инерциальная платформа:

1 — азимутальный синхронизатор; 2 — N-S гироскоп; 3, 4 — внутренний и внешний роликовые моторы; 5 — E-W акселерометр; 6 — синхронизатор наклона; 7 — азимутальный гироскоп; 8 — азимутальный мотор; 9, 13 — внутренний и внешний роликовые подвесы; 10, 11 — внутренний и внешний роликовые синхронизаторы; 12 — подвес наклона; 14 — мотор наклона; 15 — N-S акселерометр; 16 — E-W гироскоп; 17 — вертикальный акселерометр

на поверхности преобразуют эти данные в виде данных в трехмерных координатах для каждой точки измерения. Так как диаметр прибора более 254 мм, он не может быть спущен внутрь бурильной колонны подобно другим гироскопическим приборам, но должен спускаться на кабеле или на бурильных трубах в открытый или обсаженный ствол. Дрейф гироскопа измеряется каждый раз, когда инструмент останавливают. Компьютер учитывает величину дрейфа и вносит поправку в данные измерений без ручной перекалибровки прибора.

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

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

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

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

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и дру-

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

Термин "измерения при бурении" часто используют как синоним для пульсационной телеметрии. Однако MWD применяют в более общем смысле, чтобы обозначить любые системы измерения забойных условий во время стандартных буровых операций. Положительные пульсационные системы в общем случае используют для совместного измерения искривления и направления, а также для передачи информации на поверхность, закодированной в двоичные сигналы. Забойная сборка расположена в немагнитной части бурильного инструмента и включают магнитометр и акселерометр для измерения искривления и направления. Циркулирующий буровой раствор вращает турбину для обеспечения энергией передатчик (рис. 10.36).

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

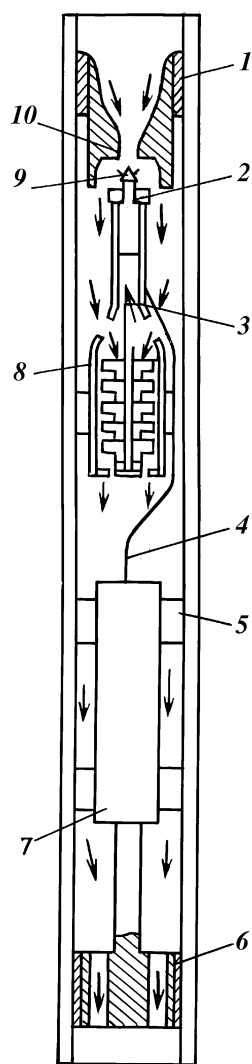
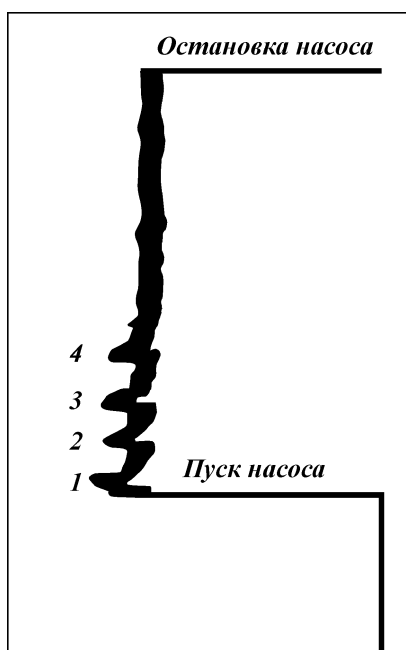


Рис. 10.36. Турбинно-приводная MWD-система забойных измерений:

1, 6 — защита от вибраций; 2 — привод клапана; 3 — генератор; 4 — электрический кабель; 5 — центратор; 7 — сенсор и электронный блок; 8 — турбина; 9 — клапан для бурового раствора; 10 — ограничитель перемещения клапана

Рис. 10.37. Картограмма пульсаций давления управляющего забойного инструмента:

1—4 — номера сигналов



Некоторые забойные телеметрические системы (MWD и LWD) способны давать информацию не только о направлении ствола. Такая пульсирующая на буровом растворе система измеряет азимут, отклонение, ориентацию "лица" инструмента, нагрузку на долото, крутящий момент, радиоактивность и электросопротивление горных пород, забойную тем-

пературу. Данные передаются на поверхность при помощи несущей волны.

Не все пульсационные системы требуют питания электрической энергией. Полностью механическое устройство использует пружинный приводной механизм для измерения отклонения. Сброшенное в циркулирующий поток механическое устройство падает и устанавливается в посадочное гнездо. Восстанавливают циркуляцию буровым насосом, чтобы послать серию пульсаций давлений на поверхность при помощи бурового раствора, находящегося внутри бурильного инструмента. На поверхности эти пульсации записываются на ленточном самописце (рис. 10.37). Число пульсаций прямо пропорционально углу наклона: амплитуда замера может быть изменена. Этот инклинометр можно использовать во вращающейся и невращающейся системах. Отдельный измеритель направления, включающий в себя магнитный компас и немагнитный корпус, используют только с забойным двигателем.

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

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

Схема компоновки аппаратуры СТЭ показана на рис. 10.38. Она включает скважинное измерительное устройство, спускаемое в скважину, и наземное приемно-регистрирующее устройство. Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на дневную поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значениях измеряемых величин.

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

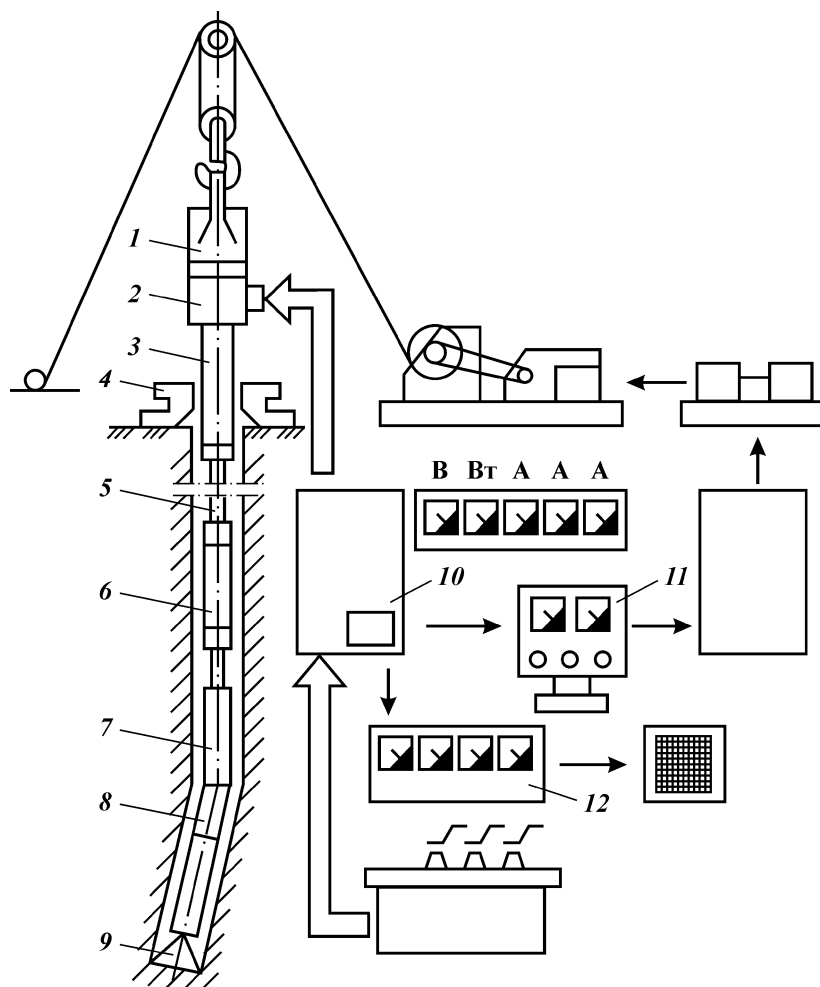


Рис. 10.38. Схема компоновки узлов СТЭ:

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

положения отклонителя $0-360^\circ$, относительная погрешность измерений 2,5 %.

Напряжение питания скважинного контейнера 800–1700 В, потребляемая мощность 200 Вт.

Геометрические размеры и масса глубинных приборов СТЭ

Типоразмер телесистемы.....	СТЭ 164	СТЭ 185	СТЭ 215
Тип присоединительной резьбы.....	3-133	3-147	3-171
Размеры, мм:			
диаметр.....	164	185	215
общая длина.....	10 020	10 545	9942
длина без наружной резьбы.....	9520	10045	9512
Масса, кг.....	900	800	1300

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 10.39). Принцип действия датчика азимута ДА основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз 1 для приведения прибора в горизонтальное положение.

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

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

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

На базе телеметрической системы СТЭ разработаны теле-

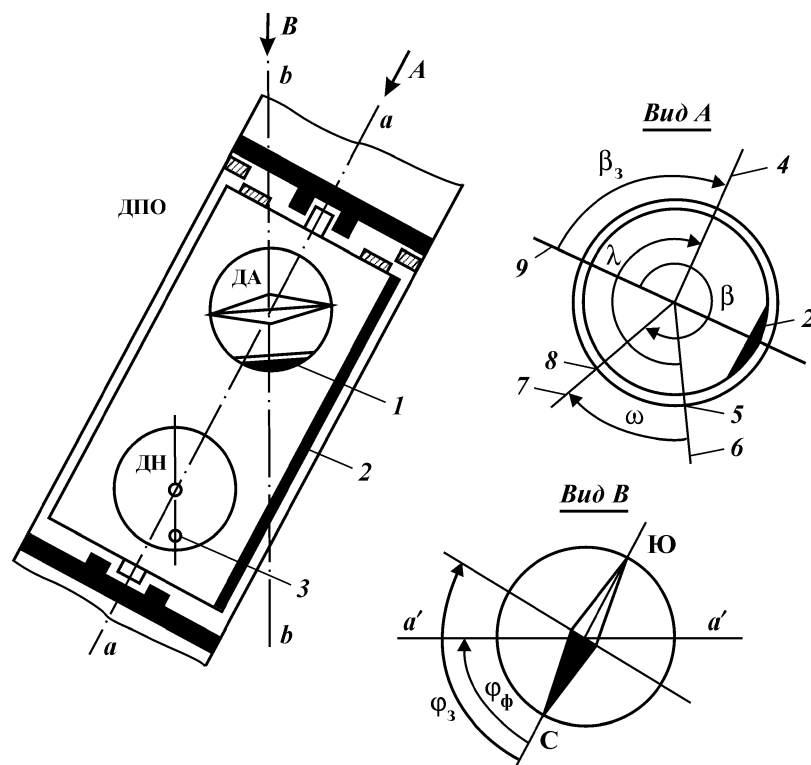


Рис. 10.39. Схема измерительной части телеметрической системы СТ:
 1, 3 — эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; 2 — груз рамы; 4 — заданное направление; 5 — метка отклонителя; 6, 7 — реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; 8 — метка "0" УГИ; 9 — след апсидальной плоскости; φ — проектный азимут скважины; ω — угол смещения (угол между меткой "0" и "лицом" отклонителя); λ — угол поворота буровой колонны; β — угол установки отклонителя

метрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля,

снабженного контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля (УВК) в составе буровой колонны.

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

Наземное оборудование телеметрической системы СТТ включает приемно-регистрирующее устройство, где сигналы дешифруют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном контейнере усиливают сигнал информации и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводят в наземный пульт телеметрической системы.

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

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

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

- определение угла закручивания буровой колонны от реактивного момента забойного двигателя;

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

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя. При этом в процессе бурения на-

клонно направленных скважин обеспечивается измерение зенитного угла в диапазоне $0-55^\circ$, а при горизонтальном бурении угол наклона к плоскости горизонта изменяется в пределах от -30 до $+30^\circ$. Глубинная информация передается по кабелю в наземное измерительное устройство УНИ.

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

Для этого необходимо знать четыре величины:

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

Каждая точка вычерчивается относительно предыдущей.

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

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

10.6. ИЗМЕНЕНИЕ КУРСА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

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

10.6.1. ОТКЛОНЯЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

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

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

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

Уипстоки. Первым отклоняющим инструментом была заостренная плита из дерева, которую устанавливали на забое скважины, чтобы создать усилие, отклоняющее долото в сторону. Это устройство было названо так потому, что оно имеет сходство с ручкой кнута (кнутовищем). Типичный современный колонный уипсток, показанный на рис. 10.40, изготавливают из стали. Он имеет клиновидное вогнутое "лицо", чтобы отклонять вращающееся долото и расположенную напротив бурильную колонну. Он искривляет ствол на $2-3^\circ$ на длине 1,5–3,5 м.

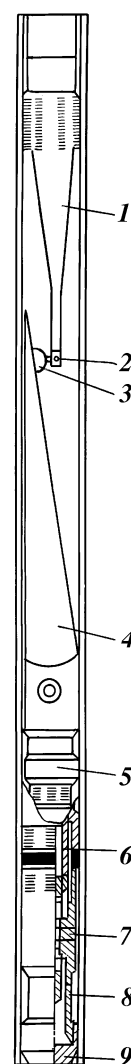


Рис. 10.40. Колонный уипсток:

1 — пусковое устройство; 2 — срезаемая шпилька; 3 — износоустойчивая "подушка" или выступ; 4 — уипсток; 5 — якорь; 6 — пакер; 7 — центрирующий ключ; 1,5–2,5-м патрубок; 9 — опорная заглушка

Ряд уипстоков применяют для специальных целей. Невосстанавливаемый уипсток, например, может использоваться с целью обойти предмет, упущенный в скважину. Он оставляется на месте в скважине после того, как отклонение выполнено. Восстанавливаемый уипсток извлекается на поверхность вместе с долотом. Циркуляционный уипсток направляет жидкость к забою ствола, чтобы вымыть шлам и обеспечить чистое место для инструмента.

Один из недостатков уипстока состоит в том, что приходится бурить скважину уменьшенного диаметра, а это требует отдельных операций по расширению ствола (рис. 10.41). В результате увеличиваются затраты времени. Уипсток может повернуться в стволе и поэтому могут потребоваться действия по ориентации, пока он не будет установлен правильно.

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

Долота с отклоняющей насадкой. Если горные породы достаточно мягкие, то для отклонения ствола скважины могут использоваться долота с отклоняющей насадкой. Стандартная шарошка долота заменяется устройством с насадкой большого диаметра. "Лицом" долота (сторона долота с насадкой увеличенного диаметра) ориентируют в необходимом направлении, включают насосы и бурильную колонну медленно то опускают, то приподнимают без вращения на расстояние около 3 м от забоя. Эти действия приводят к одностороннему вымыванию породы (рис. 10.42). При вращении и создании нагрузки долото будет направляться по пути наименьшего сопротивления — в размытую область. При высоких нагрузках бурильный инструмент продолжит изгибаться и процесс ведут до тех пор, пока не будет достигнут нужный угол искривления ствола.

Забойные двигатели. Наиболее часто в качестве отклонителей используют забойные двигатели, которые имеют некоторые преимущества перед более сложными типами отклоняющих инструментов. Забойный двигатель бурит скважину полным профилем, так что не требуются ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Его можно использовать для многократных отклонений без извлечения из скважины, исправлять курс после начала искривления, бурить под мосты и очищать забой от выбуренного шлама перед началом отклонения. Он функционирует без вращения бурильной колонны.

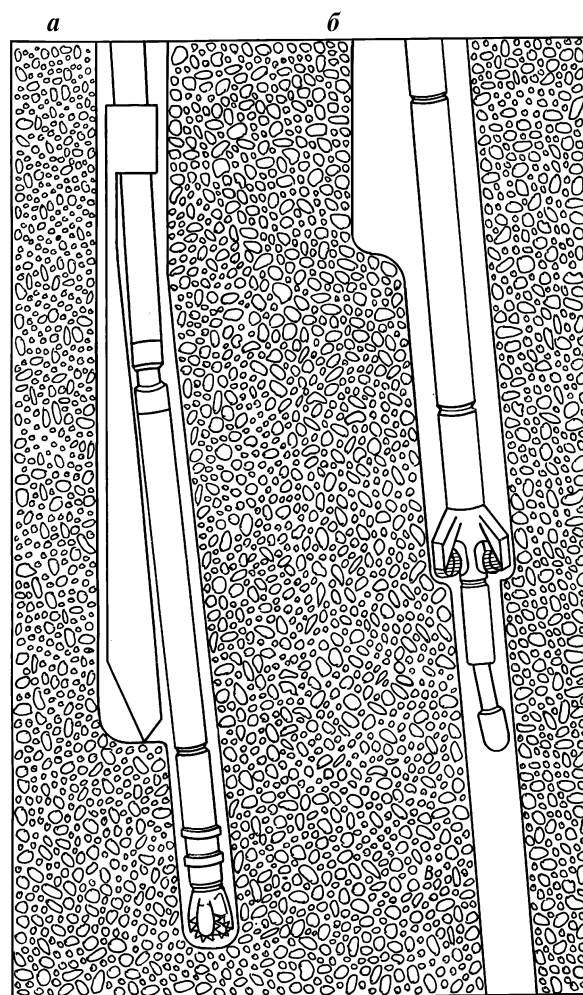


Рис. 10.41. Операции по отклонению ствола скважины уипстоком:
а — забуривание в сторону; *б* — расширение ствола

Он также бурит эффективно при высоких частотах вращения (300–1000 об/мин), сравнимой с обычной скоростью (50–150 оборотов в минуту).

Винтовой двигатель — один из типов гидравлического двигателя, который приводится в действие потоком промывочной жидкости (бурового раствора, воды или воздуха), подава-

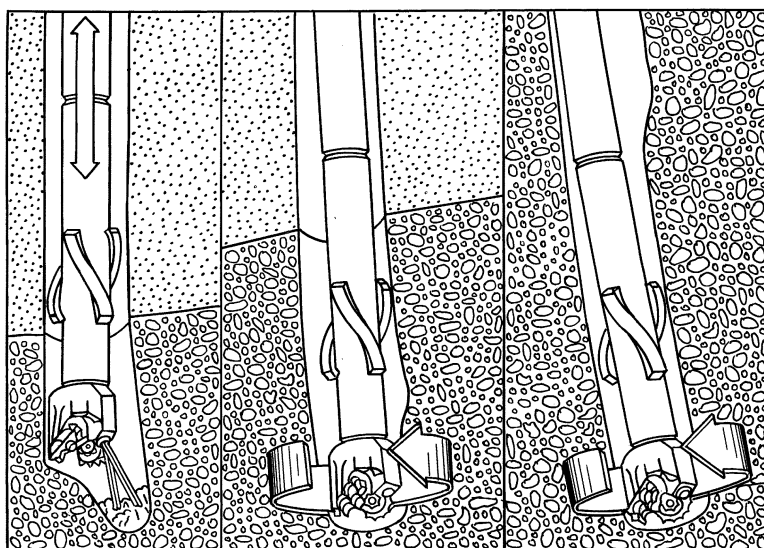


Рис. 10.42. Отклонение ствола скважины гидромониторным долотом с эксцентричной насадкой

емой через бурильную колонну. Его основными двумя частями являются неподвижный статор и вращающийся ротор. Нагнетаемая буровая жидкость протекает между резиновым спиральным статором (корпусом) и винтообразным ротором, вынуждая ротор вращаться и передавать мощность потока буровой жидкости на долото. С помощью перепускного клапана открывается байпас, когда нет циркуляции и избыточного давления внутри колонны, и буровая жидкость, минуя гидравлический двигатель, заполняет пространство за бурильным инструментом. Когда запускают насос, клапан закрывается и направляет весь поток жидкости через забойный двигатель. После запуска двигателя долото опускается на забой.

В винтовом двигателе вращающий момент пропорционален потере давления в нем, т.е. чем выше перепад давления, тем больше вращающий момент. И наоборот, по мере увеличения нагрузки на долото циркуляционное давления повышается, в результате чего при чрезмерных нагрузках на долото двигатель может остановиться, поэтому соотношение между давлением нагнетания и нагрузкой на долото должно быть определенным. Бурильная колонна не должна вращаться, пока бу-

рится отклоняемый участок. Допускается медленное вращение, когда проходится прямой участок скважины.

Другой по принципу действия тип гидравлического двигателя — забойная турбина, функционирующая только с жидкими промывочными агентами, такими как буровой раствор или соленая вода. Забойный турбинный двигатель включает набор лопаточных роторов и статоров. Статоры неподвижно закреплены на корпусе, а роторы — на вращающемся валу. Каждая пара ротор — статор называется ступенью. Типичный двигатель имеет 75 ступеней или более. Статоры направляют поток бурового раствора на лопаточные роторы, принуждая ротор и вал вращаться вправо.

Собственно стандартный забойный двигатель не является отклоняющим инструментом. Чтобы отклонить скважину, устанавливают в бурильном инструменте между бурильной колонной и двигателем кривой переводник. Кривой переводник представляет собой короткий отрезок трубы с внутренней и внешней замковыми резьбами, оси которых пересекаются под углом $1-2,5^\circ$ (рис. 10.43). "Лицом" забойного инструмента в сборе с двигателем является направление искривления переводника, которое обычно маркируется риской для точной установки.

Вместо кривого переводника иногда используют искривленную в определенном месте толстостенную бурильную трубу. Забойный двигатель может быть скомпонован с отклонителем, оси резьб которого пересекаются над углом $1-2^\circ$ (см. рис. 10.43), а также с различными эксцентричными устройствами.

Отклонитель Р-1 (рис. 10.43, а), изготавливается из отрезка УБТ длиной 4–8 м, на концах которого нарезаны присоединительные резьбы с перекосом в одной плоскости и в одном направлении. Угол, образуемый осью трубы и осью нижней присоединительной резьбы, составляет $2-3^\circ$, а угол, образуемый осью трубы и осью верхней присоединительной резьбы, равен $2^\circ - 2^\circ 30'$. Отклонитель устанавливают между забойным двигателем и УБТ. Он позволяет набрать кривизну до 90° .

Отклонитель, состоящий из забойного двигателя с накладкой и кривого переводника рекомендуют применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником устанавливают обычные бурильные трубы. Этот отклонитель действует подобно отклонителю Р-1 (рис. 10.43, б).

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде металлической опоры, приваренной к

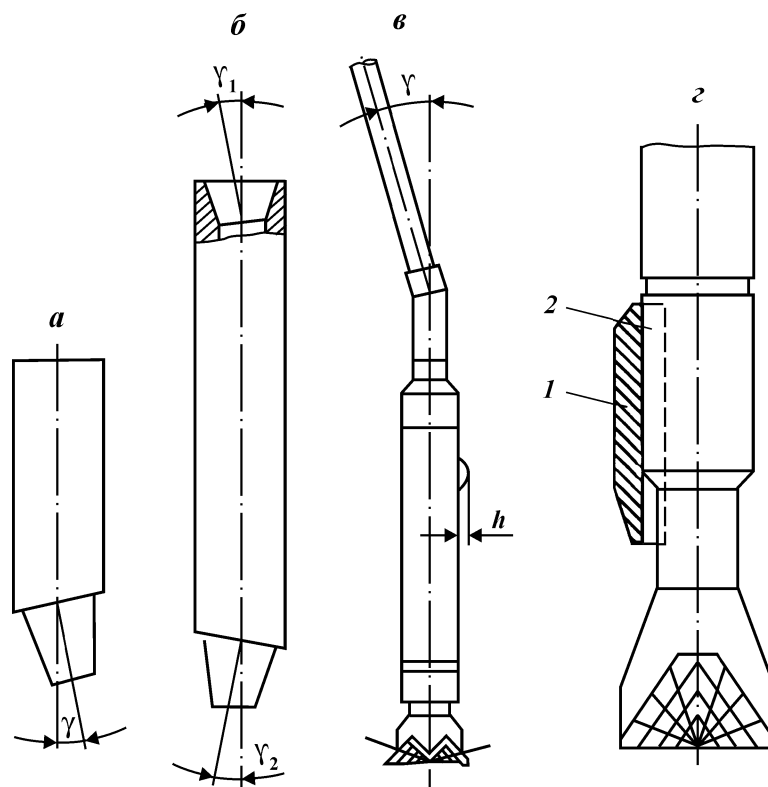


Рис. 10.43. Устройства для отклонения скважины:

a — кривой переводник; *б* — отклонитель Р-1; *в* — комбинированный отклонитель, включающий турбобур с накладкой и кривой переводник; *г* — эксцентричный ниппель

ниппелю турбобура 2 (рис. 10.43, *г*). Применяют этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, когда отсутствует опасность прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель (рис. 10.44, *а*) состоит из специальной накладки и резиновой рессоры. Накладка приварена к ниппелю турбобура и работает совместно с резиновым элементом. Используют такой отклонитель при бурении в неустойчивых породах.

При использовании на криволинейных участках секционных турбобуров для изменения кривизны применяют кривой элемент для соединения секций турбобура друг с другом под углом до 2° . Это обеспечивает несоосную передачу вращаю-

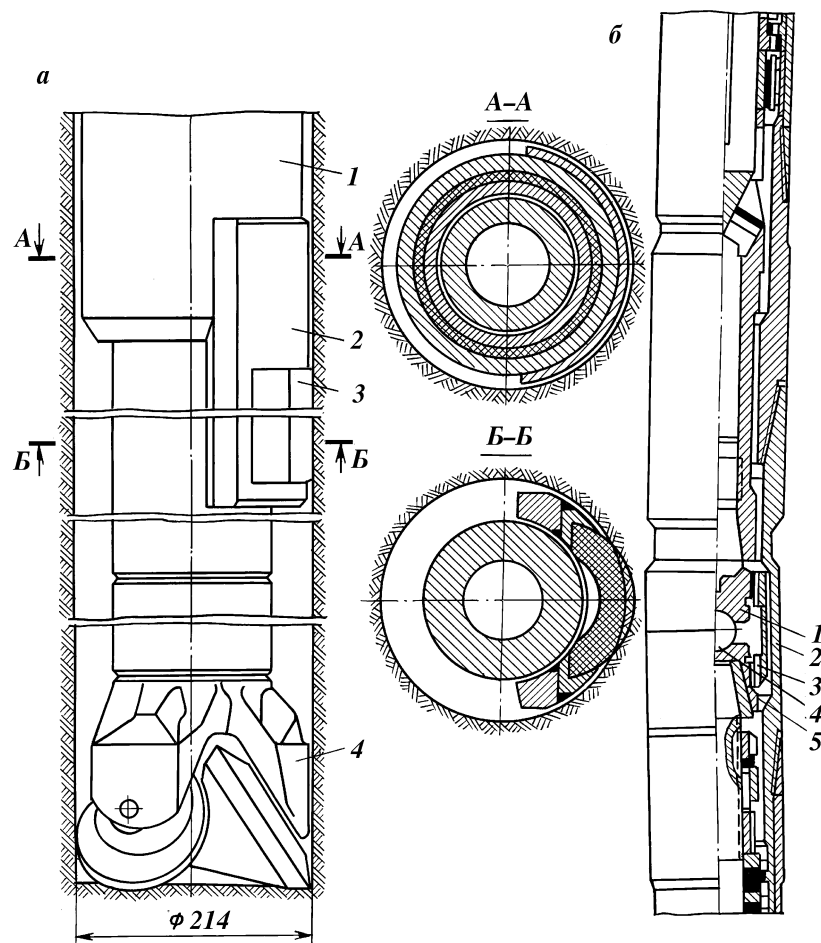


Рис. 10.44. Отклонители для турбобуров:

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

щего момента и осевой нагрузки от верхней секции к нижней. В качестве соединительного элемента корпусов используют кривой переводник, а валы турбобуров соединяют при помощи муфты (рис. 10.44, *б*). Отклонитель турбинный ОТ (рис. 10.45) отличается от турбобура тем, что в его состав входит искривленный переводник, установленный между

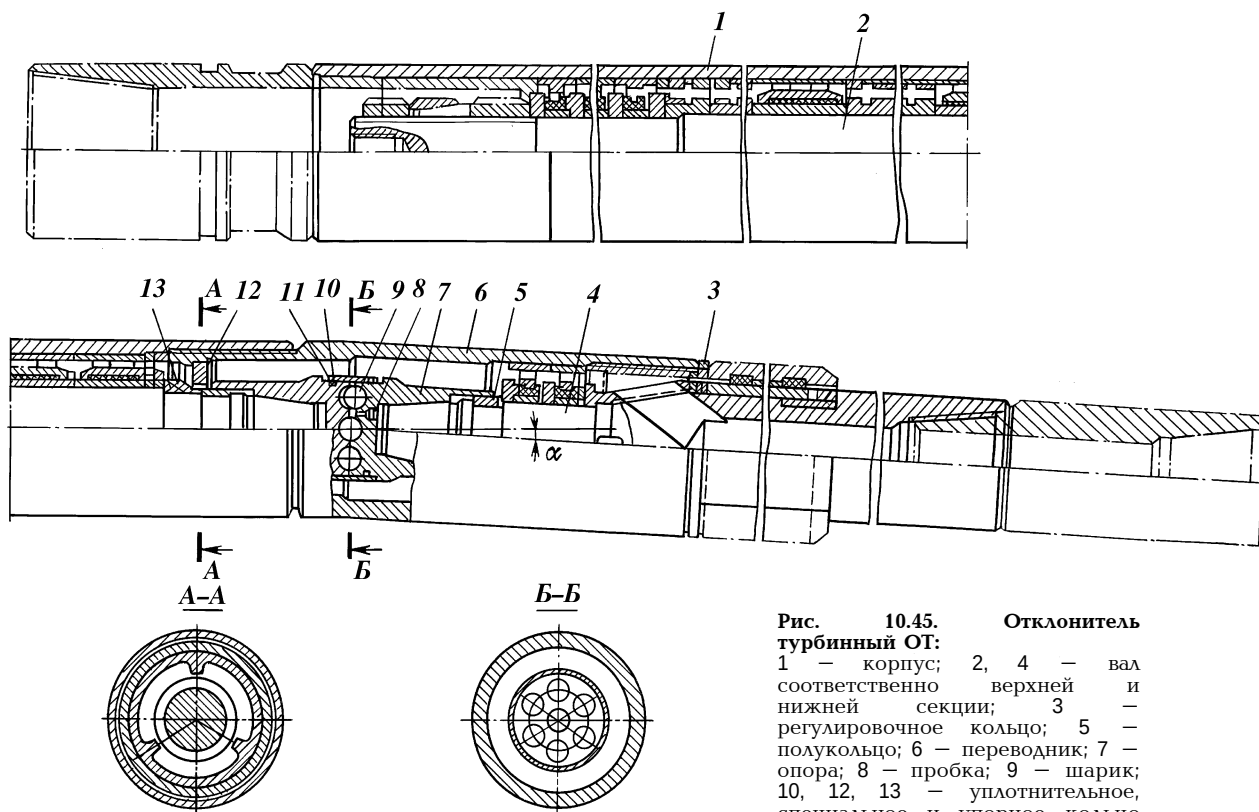
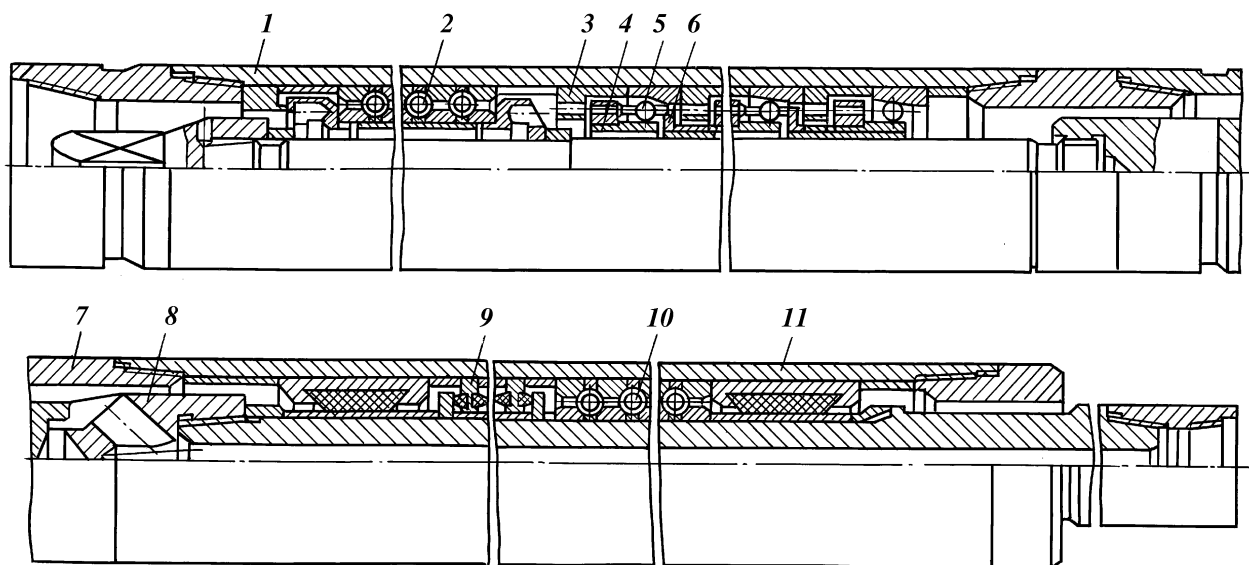


Рис. 10.45. Отклонитель турбинный ОТ:
 1 — корпус; 2, 4 — вал соответственно верхней и нижней секции; 3 — регулировочное кольцо; 5 — полукольцо; 6 — переводник; 7 — опора; 8 — пробка; 9 — шарик; 10, 12, 13 — уплотнительное, специальное и упорное кольцо соответственно; 11 — втулка



Ճեփ. 10.46. Ճառնթողի մե լողնի բոսնս ՕԾ2Փ-1950 ի

нишпелем и корпусом турбобура, и разрезной вал. Вращающий момент и нагрузка на долото от одного отрезка вала к другому передаются при помощи шаровой пяты, которая соединяется с валами при помощи конусов.

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

Наиболее совершенный из них разработанный во ВНИИБТ редукторный отклонитель ТР-2Ш-195ТО (где 195 — диаметр отклонителя в мм). Он состоит (рис. 10.46) из турбинной 1 и шпиндельной 11 секций, корпуса которых соединены кривым переводником 7, а валы — кулачковой муфтой 8. В турбинной секции размещен многорядный планетарно-фрикционный редуктор, каждый ряд которого включает статор 3, ротор 4, три шара 5 и водило 6. Вал турбинной секции снабжен независимой подвеской 2. В шпиндельной секции размещена комбинированная осевая опора, состоящая из многорядного радиально-упорного подшипника 10 и пяты-сальника 9.

10.6.2. ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

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

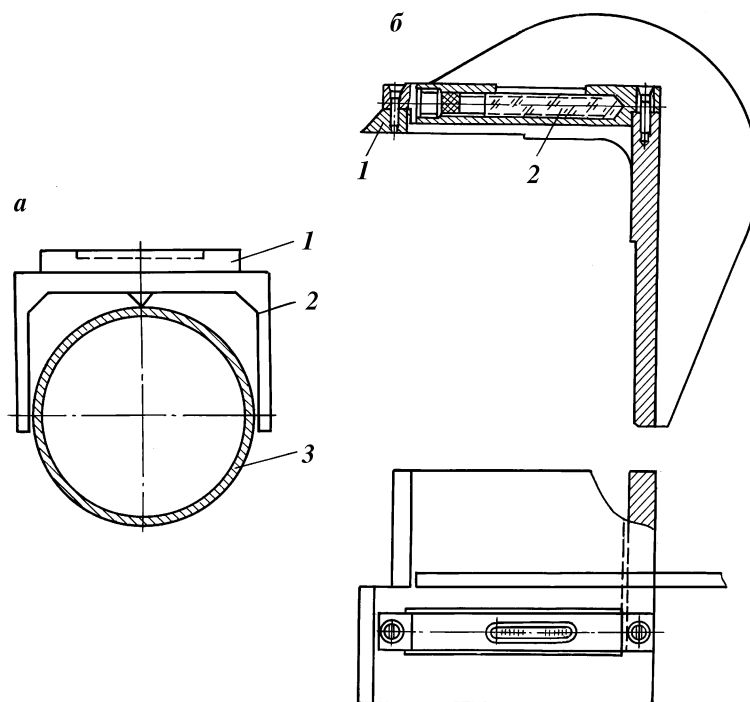


Рис. 10.47. Шаблоны для нанесения меток на бурильные трубы:
а – с уровнем: 1 – уровень; 2 – шаблон; 3 – бурильная труба; *б* – ОБШН:
 1 – уголок; 2 – уровень

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

Методика ориентированного спуска сводится к следующему. Перед началом спуска на каждую бурильную трубу наносят метки, располагая их по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны: шаблон с уровнем, предложенный А.М. Григоряном (рис. 10.47, *а*), или шаблон ОБШН (рис. 10.47, *б*).

Бурильную трубу выкатывают на мостики и на один из замков устанавливают шаблон ОБШН. Перемещая шаблон вокруг оси бурильной трубы, совмещают пузырек уровня с центральными делениями на пробирке. В этот момент вдоль скоса, размер которого соответствует размеру данной трубы,

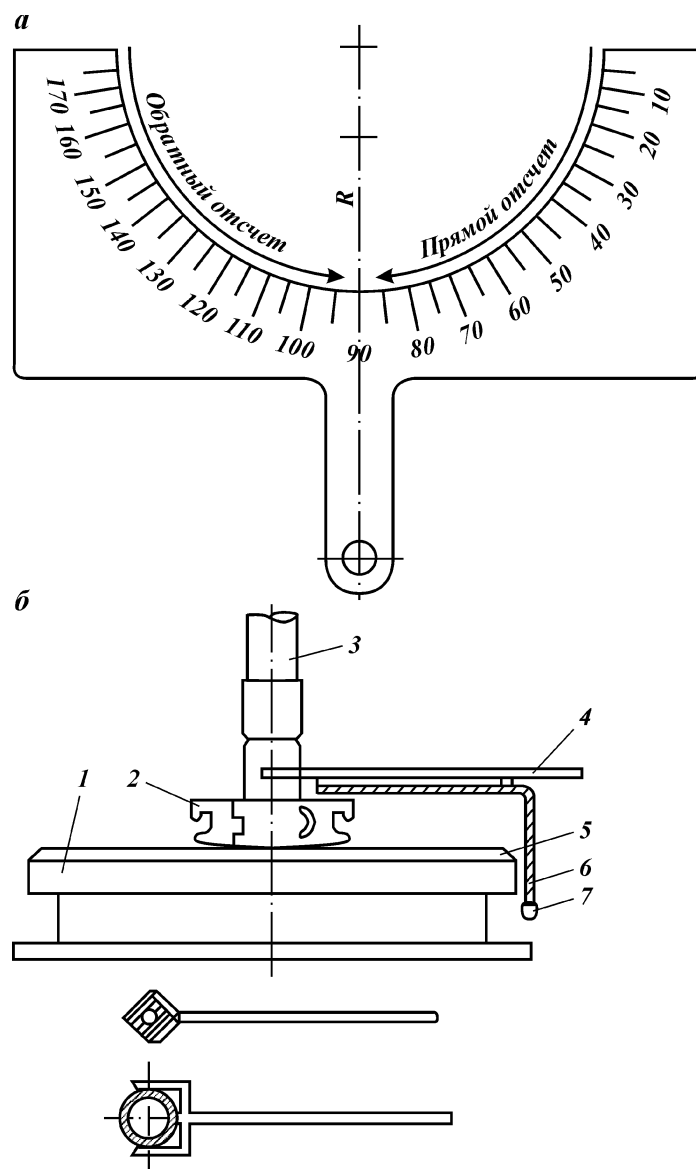


Рис. 10.48. Приспособления для ориентированного спуска бурильной колонны:
а — угломер; *б* — шаблон для сноса меток: 1 — ротор; 2 — элеватор; 3 — бурильная труба; 4 — шаблон с рукояткой; 5 — метка; 6 — шнур; 7 — отвес

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

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

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

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

Собирают низ бурильной колонны: долото, турбобур и отклонитель. При турбобуре, установленном в клиньях или на элеваторе, плоскость действия отклонителя ориентируют по заданному азимуту, пользуясь зафиксированной меткой на роторе. Во время спуска колонны в скважину на нижнем замке бурильной трубы, навинченной на отклонитель и закрепленной машинными ключами, наносят крестовую метку точно против риски, имеющейся на поверхности отклонителя. При помощи угломера (рис. 10.48, а) измеряют величину дуги между меткой, находящейся на замке бурильной трубы, и вновь намеченным крестом (в направлении от метки к кресту).

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

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

После навинчивания и закрепления машинными ключами ведущей бурильной трубы положение одного из ее углов (рис. 10.48, б) сносят мелом на неподвижную часть стола ротора при помощи шаблона. Другим таким же шаблоном, не

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

Описанный метод ориентированного спуска отклонителя может быть использован не только для первого спуска, но и

всех последующих. Для определения положения отклонителя на забое при втором и последующих спусках при помощи крестовых меток фиксируют, насколько не сходятся ранее нанесенные кресты на замках смежных труб (свечей). Величину расхождения крестов в нарастающем порядке откладывают на полоске бумаги от произвольной отметки "нуль". Справа — перевороты, слева — недовороты (рис. 10.49).

После окончания спуска бурильной колонны по полоске бумаги определяют разность переворотов и недоворотов. Величину

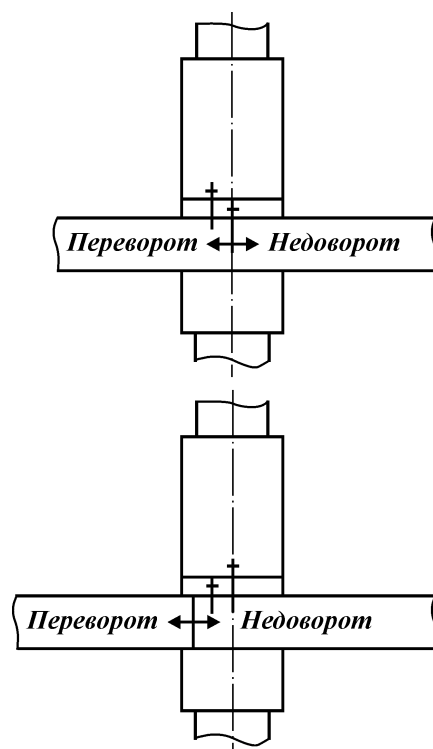


Рис. 10.49. Схема фиксирования недохода и перехода методик через условный нуль

этой разности, когда переворотов больше, чем недоворотов, откладывают по дуге от креста замка верхней трубы против хода часовой стрелки и сносят эту отметку на ротор. В случае превышения недоворотов величину разности откладывают по дуге замка по ходу часовой стрелки и сносят эту метку на ротор.

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

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

Забойное ориентирование отклонителя

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

Аппарат Шаньгина—Кулигина (рис. 10.50, а) состоит из двух основных частей: желонки 2 и стального стакана 3, соединяемых при помощи резьбы. На желонке имеется дужка 1 для прикрепления аппарата к тросику. К стальному стакану крепится корпус 8, на нижнем торце которого имеется свинцовая печать 9. В цилиндрическую полость корпуса 8 вставляют стеклянный стаканчик 5 с налитым в него 50%-ным раствором плавиковой кислоты. Стаканчик закрывают резиновой пробкой 4. Для более плотной посадки стаканчика в полость корпуса применяют резиновые прокладки 6 и 7. Для проверки отсутствия радиальных перемещений стаканчика в процессе измерения на его стенке и торце корпуса наносят риски.

Ориентирование инструмента по способу Шаньгина—Кулигина заключается в определении положения отклонителя

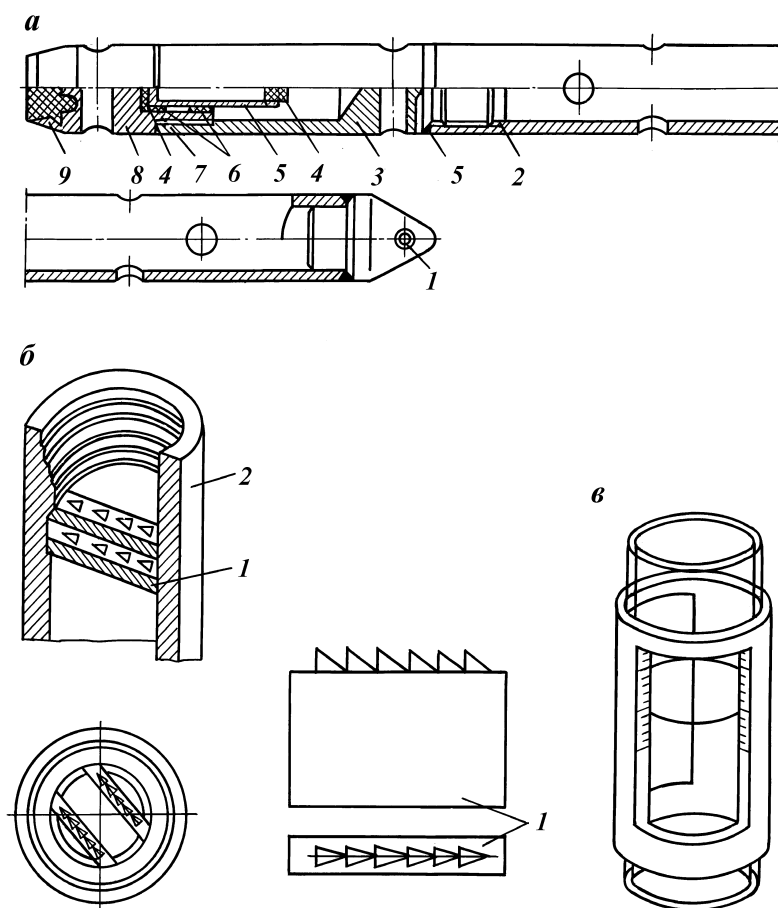


Рис. 10.50. Аппарат Шаньгина – Кулигина и приспособления для работы с ним:
a – аппарат; *б* – замок (2) с вваренными косыми ножами (1); , – шаблон для определения верхней точки следа мениска

относительно плоскости кривизны скважины в нижней части ствола.

Для этого в отклонитель вваривают так называемые ножи – продолговатые пластинки (рис. 10.50, *б*), с одной стороны имеющие зубья пилообразной формы. Два ножа устанавливают строго параллельно плоскости действия отклонителя, причем наклонная часть зубьев должна быть обращена в сторону отклонителя. Положение отклонителя на забое при

помощи аппарата Шаньгина—Кулигина определяют в следующем порядке.

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

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

На стеклянный стаканчик надевают специальный шаблон (рис. 10.50,), с помощью которого определяют положение верхней точки следа мениска плавиковой кислоты на стенке пробирки. Стеклянный стаканчик с шаблоном вставляют в корпус аппарата таким образом, чтобы метки, ранее нанесенные на стеклянный стаканчик и корпус аппарата, совпали.

Корпус аппарата Шаньгина—Кулигина вставляют в приспособление для расшифровки (рис. 10.51). Это приспособление состоит из корпуса 3, представляющего собой металлический стакан с визирным крестом 5 и конусом 2, имеющим на переднем торце указатель 1, а на заднем торце азимутальную шкалу с делениями от 0 до 360°. Нониус может перемещаться в осевом и радиальном направлениях по отношению к корпусу. Вращая корпус приспособления вокруг корпуса аппарата, устанавливают указатель визирного креста так, чтобы он был параллелен отпечаткам ножей. Риска на корпусе должна быть нанесена со стороны вершин треугольников отпечатка. Корпус аппарат винтом 4 закрепляют в корпусе приспособления для расшифровки. Путем осевого и радиального перемещений нониуса указатель последнего устанавливают так, чтобы его острие совпадало с гранью вспомогательного окна, имеющего риски, т.е. с линиями, проходящими через высшую и низшую точки следа мениска. Против риски на корпусе приспособления по шкале нониуса читают величину угла, на которую нужно повернуть бурильную колонну, чтобы отклонитель установился в плоско-

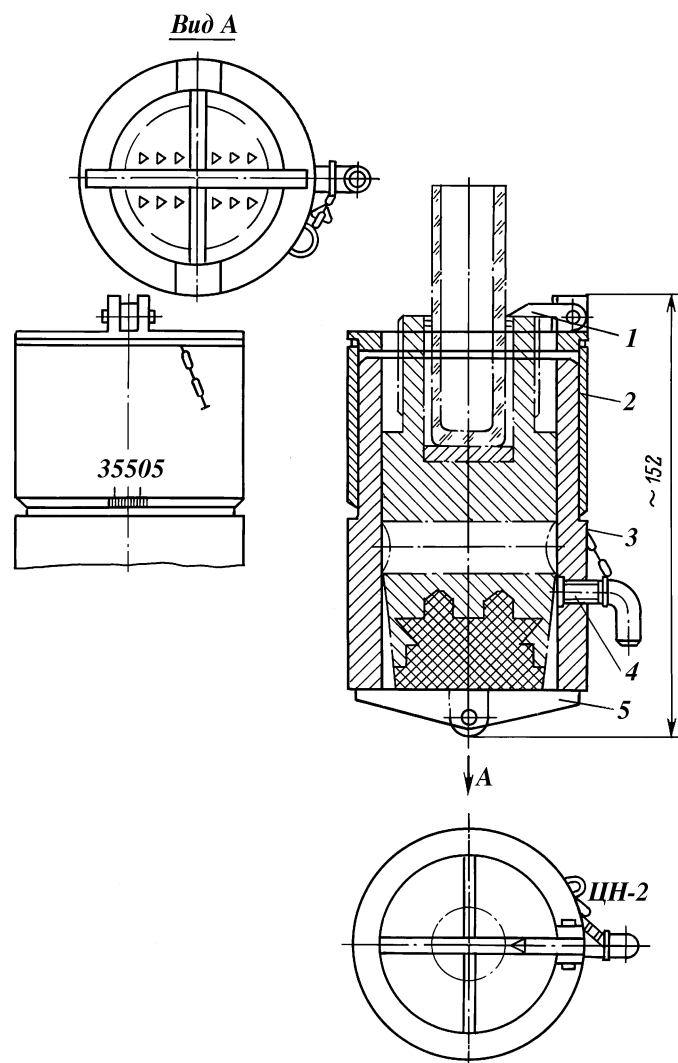


Рис. 10.51. Приспособление для расшифровки показания аппарата Шаньгина – Кулигина

сти существующего наклона скважины, т.е. по тому же азимуту.

Угол поворота бурильной колонны по ходу часовой стрелки с учетом угла закручивания бурильных труб от реактивно-

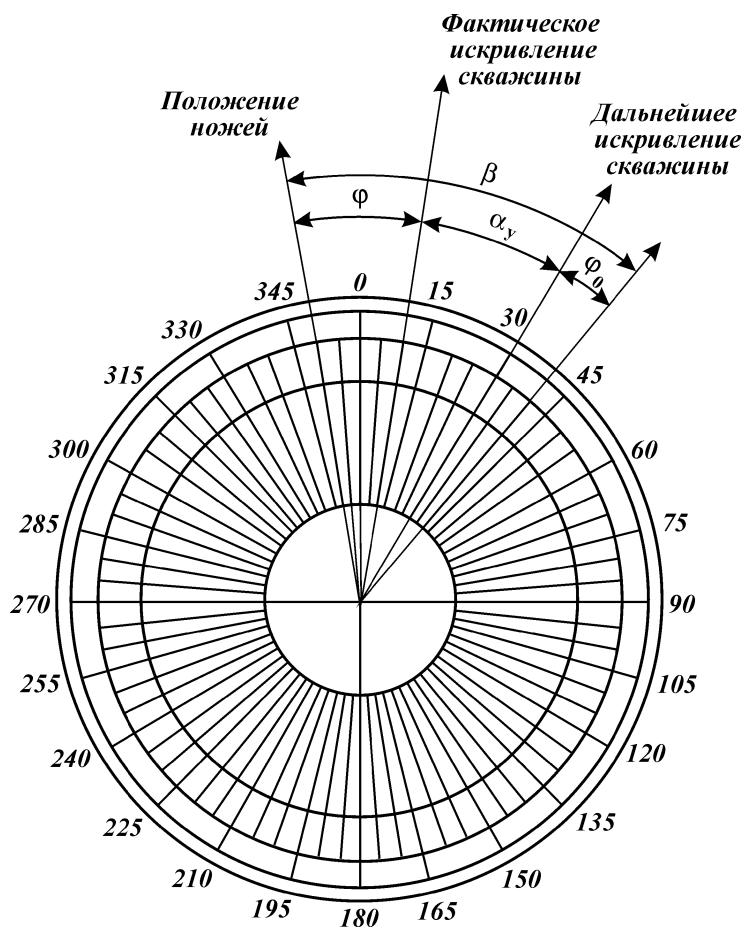


Рис. 10.52. Картограмма для корректировки азимута траектории скважины

го момента турбобура и угла установки отклонителя в случае необходимости изменения азимута, подсчитывают по формуле (рис. 10.52):

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

где α_y — угол установки отклонителя, градус; φ — угол прочитанный по шкале нониуса прибора для расшифровки, т.е. угол между положением ножей и фактическим искривлением скважины, градус; φ_0 — угол закручивания бурильной колон-

ны от реактивного момента турбобура в направлении, обратном движению часовой стрелки, градус.

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

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

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

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

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

Ориентирование по способу Амбарцумова отличается от способа Шаньгина—Кулигина только конструкцией аппарата. Он представляет собой эксцентричный груз (рис. 10.53). Этот эксцентричный груз прибора, вращаясь вокруг проволоки, на которой его спускают в скважину, всегда располагается в плоскости искривления скважины. При этом плоскость, проходящая через центр проволоки и отметку, нанесенную на корпусе прибора, будет азимутом искривления скважины. К нижней части цилиндра внутренней резьбой присоединяется крышка. В нижней части крышки находится свинцовая печать. Для измерения аппаратом кривизны скважины в стаканчике имеется отверстие для пробирки. Для пропуска проволоки в верхней части корпуса прибора находится отверстие и для ее закрепления в средней части — ушко. Отверстие на корпусе служит для пропуска в него стержня при отвинчивании или навинчивании крышки. Операция с аппаратом Амбарцумова по определению положения отклонителя аналогична описанным выше операциям с аппаратом Шаньгина—Кулигина. Для расшифровки показаний аппарата Амбарцумова может быть применено приспособление для

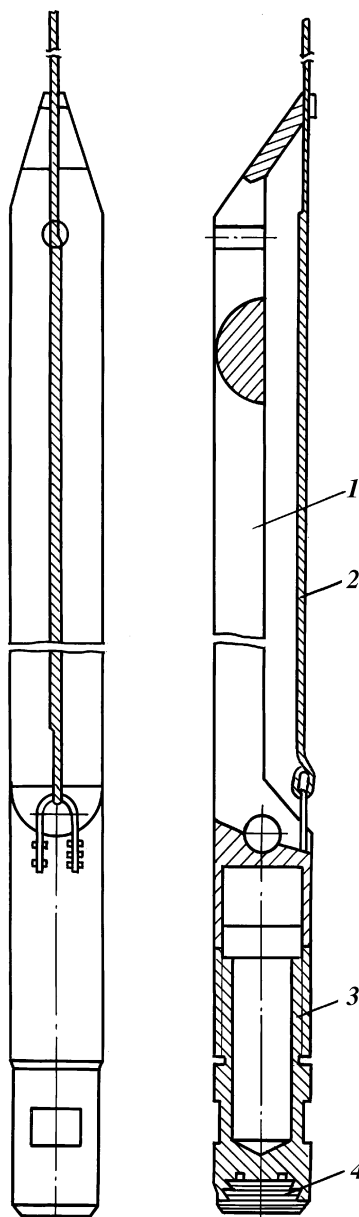
Рис. 10.53. Аппарат Амбарцумова:

1 — эксцентричный груз; 2 — трос; 3 — стакан; 4 — печать

расшифровки (см. рис. 10.51). Все операции по расшифровке аналогичны описанным. Только в этом случае указатель нониуса устанавливают против риски на корпусе аппарата Амбарцумова, а на шкале нониуса читают величину угла доворота по ходу часовой стрелки для совмещения плоскости действия отклонителя с плоскостью искривления скважины.

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

Ориентирование при помощи инклинометра ЗИ-1 и немагнитных труб производят следующим образом. Над отклонителем навинчивают немагнитные трубы, имеющие на концах обычные стальные замки для присоединения к отклонителю и обычным стальным трубам. Бурильную колонну спускают в скважину. Инклинометр ЗИ-1 с удлинителем со свинцовой печатью спу-



скают в скважину и ставят на ножи. На ножах инклинометр выдерживают 3–5 мин, осторожно снимаю с них и поднимают на поверхность. Далее производят необходимые определения.

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

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

Забойные отклоняющие устройства часто используют в комбинации с управляющим инструментом (рис. 10.54). Инструмент спускается внутрь немагнитной бурильной сборки на кабеле. На поверхности кабель пропускается через промысловую головку, пока колонна бурильных труб не вращается, которая используется вместо рабочей трубы. Инструмент необходимо извлекать на поверхность, когда наращивается труба к бурильной колонне. Обычно после двух-трех наращиваний и извлечений инструмента его необходимо переориентировать.

При использовании переводника с боковым входом у бурильщика появляется возможность наращивать бурильную колонну без извлечения управляющего инструмента. Вблизи поверхности кабель пропускают через этот переводник на внешнюю поверхность бурильной колонны, где он не подвергается воздействию при наращивании бурильных труб и не

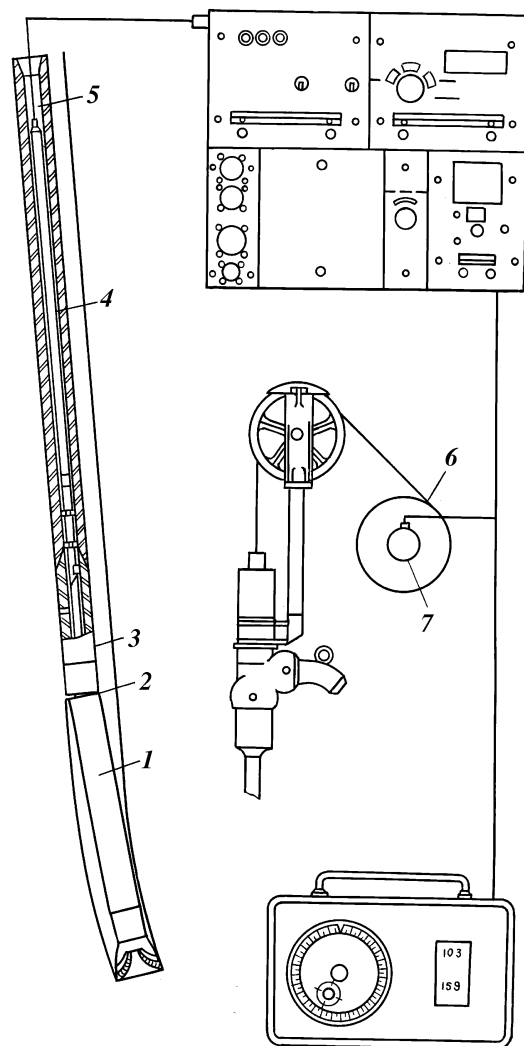


Рис. 10.54. Общая схема взаимодействия элементов управляемого направленного бурения:
 1 — забойный двигатель; 2 — кривой переводник; 3 — специальный ориентирующий переводник; 4 — сервисный инструмент управления; 5 — кабель к поверхностным приборам; 6 — кабельный барабан; 7 — коллектор

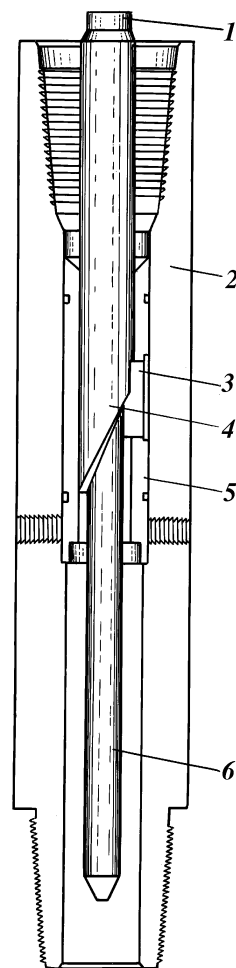


Рис. 10.55. Ориентирующая сборка:
 1 — инструментальная цилиндрическая сборка; 2 — ориентирующий переводник; 3 — ориентирующий ключ; 4 — устройство с косым срезом; 5 — втулка; 6 — стингер

может быть поврежден и порван в этом случае. Однако при отвинчивании рабочей трубы с использованием клиньев надо остерегаться закручивания или порыва кабеля клиньями.

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

К прямому ориентированию относят все методы, когда определяют угол наклона и направление скважины в момент определения направления "лица" инструмента. Так, в зарубежной практике специальный переводник (рис. 10.55) устанавливают как можно ближе к долоту; когда используют забойный двигатель, его устанавливают между кривым переводником и первой немагнитной трубой. Внутри переводника находится втулка с фиксирующим пазом — специальным ключом. Фотографический управляющий сервисный инструмент объединен со специальным устройством и забойным стингером. Внутри инструмента имеется линия ориентирования, которая проведена в соответствии с дорожкой ключа.

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

Ориентирующая линия автоматически соответствует "лицу" инструмента. Когда сэкспонирован фотографический диск, он записывает не только угол наклона и направление ствола скважины, но также направление лица отклоняющего инструмента (рис. 10.56).

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

Управляющие инструменты экономят время, так как позволяют ориентировать отклоняющий инструмент, не прерывая процесс бурения. Постоянная информация на поверхности показывает не только зенитный угол и азимут ствола

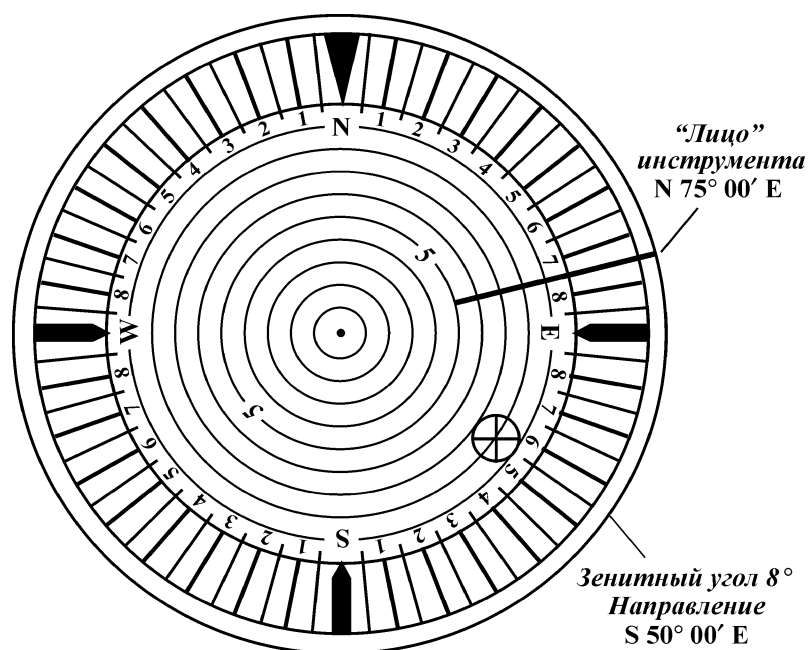


Рис. 10.56. Прямой метод ориентирования путем одноразового магнитного измерения в скважине

скважины, но также ориентацию "лица" инструмента. Когда углубление осуществляют при помощи забойных двигателей, бурильщик следит за передающимися на поверхность данными и регулирует ориентацию "лица" инструмента посредством поворота стола протора на несколько градусов влево или вправо.

При косвенном методе ориентации отклоняющий инструмент ориентируют по отношению нижней стенки ствола, которая определена измерением направления перед спуском инструмента в скважину. Ствол должен быть искривлен минимально на $2-3^\circ$ (в зависимости от используемого инструмента) для точного ориентирования. В косвенном методе ориентирования также инструмент приводят в соответствие с "лицом" отклоняющего устройства при помощи специальной сборки. Когда отклоняющее устройство примет на забое правильное положение и фотографический диск сэкспонирован и проявлен, он показывает направление лица отклоняющего устройства относительно направления скважи-

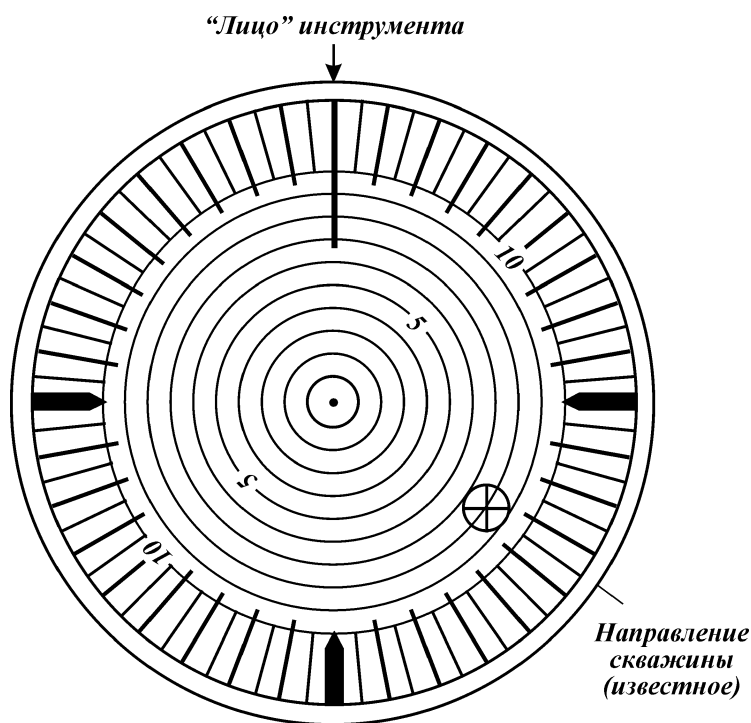


Рис. 10.57. Ориентирование косвенным методом

ны (рис. 10.57). В приведенном примере отклоняющее устройство направлено "лицом" под углом 125° против часовой стрелки по отношению к направлению ствола. Так же как и в прямом методе ориентирования, процесс повторяется до тех пор, пока "лицо" отклоняющего устройства не установится в требуемом направлении.

Ориентирование отклоняющего инструмента с помощью телеметрической аппаратуры СТ

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

До сборки отклонителя с телеметрической системой на нижнем переводнике ее корпуса строго на верхней образцу-

ющей наносится метка "0", соответствующая нулевому показанию ДПО. После сборки отклонителя метка с верхнего переводника отклонителя переносится на нижний переводник телеметрической системы. Измеряется угол ω от метки, показывающей направление изгиба отклонителя, до метки "0" телеметрической системы по направлению движения часовой стрелки, если смотреть сверху вниз (см. рис. 10.39).

Положение отклонителя в скважине с помощью телеметрической системы может контролироваться двумя способами, дополняющими друг друга и обеспечивающими в совокупности контроль положения отклонителя на участке скважины с любым зенитным углом.

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

При ориентировании отклонителя в стволе скважины с зенитным углом более 3° проводятся следующие измерения (рис. 10.58):

определяют сумму заданного угла установки отклонителя и угла смещения меток "Отклонитель" и "0", т.е. $A = \beta_z + \omega$, где β_z — заданный угол установки отклонителя; ω — угол смещения меток "Отклонитель" и "0";

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

бурильную колонну необходимо поворачивать по направлению движения часовой стрелки;

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

Для ориентирования отклонителя в вертикальном стволе скважины необходимо выполнить следующее (см. рис. 10.58):

определить сумму заданного азимута и измеренного угла

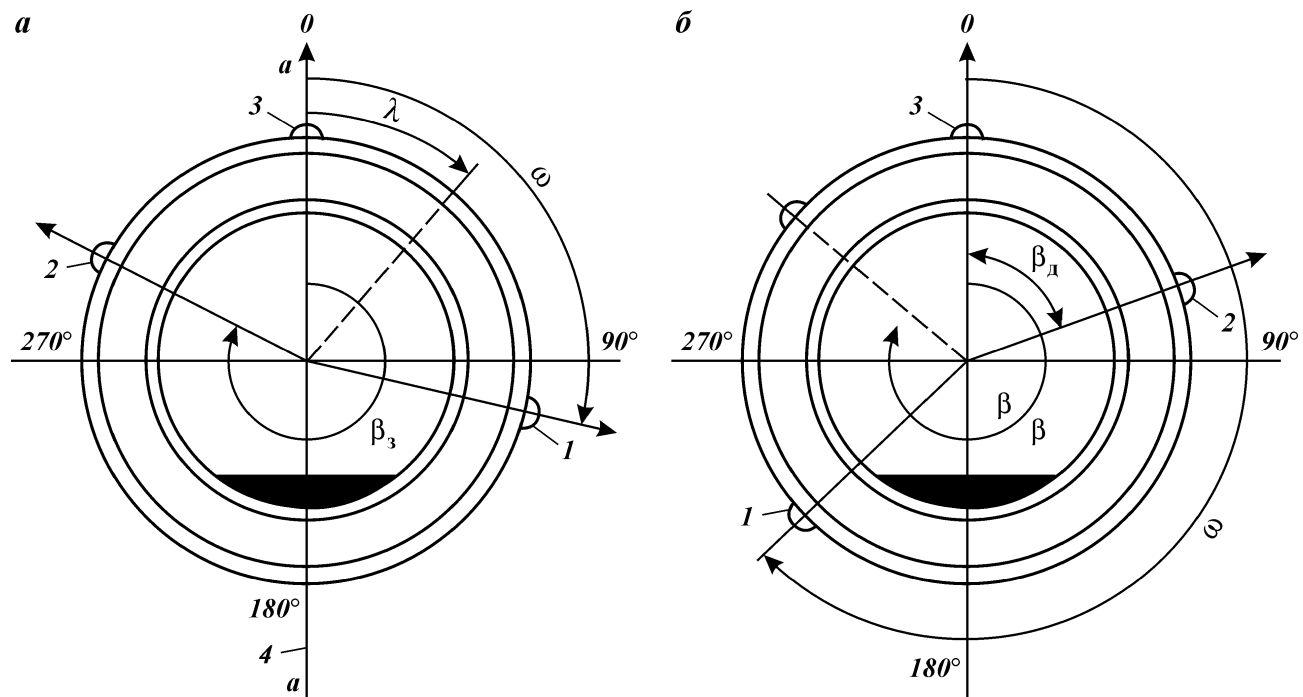


Рис. 10.58. Схема ориентирования отклонителя при помощи телеметрической аппаратуры:
 $\ddagger$ — при $\dot{A} > 360^\circ$; $\cdot$ — при $\dot{A} < 300^\circ$; 1 — метка "0" УГИ; 2 — заданное направление; 3 — метка отклонителя; 4 — апсидальная плоскость

смещения меток "Отклонитель" и "0", т.е. $A = \beta_3 + \omega$, где β_3 — заданный азимут искривления ствола скважины, ω — угол смещения меток "Отклонитель" и "0";

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

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

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

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

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

Телесистема ЭТО-2 позволяет также проводить измерения зенитного угла ствола скважины в процессе бурения. Телесистема состоит из спускаемого на трехжильном геофизическом бронированном кабеле измерительного зонда 5 (рис. 10.59), имеющего на нижнем конце направляющую планку 6, и наземного измерительного устройства 1.

Применение ее предусматривается с использованием специального переводника 9 для пропуска кабеля 2 внутрь бурильной колонны, а также установочного переводника 7 типа "Зенит", который размещается над отклонителем и имеет специальный, ориентированный с меткой отклонителя паз, служащий для фиксации измерительного зонда 5 через планку 6. Телесистема используется в комплексе с предохранительными переводниками для крепления и предохранения наружной части кабеля от повреждений при спуске переводника 9 внутрь кондуктора и съемными грузами 3, устанавливаемыми над измерительным зондом 5. Число их определяется необходимой скоростью спуска зонда на забой.

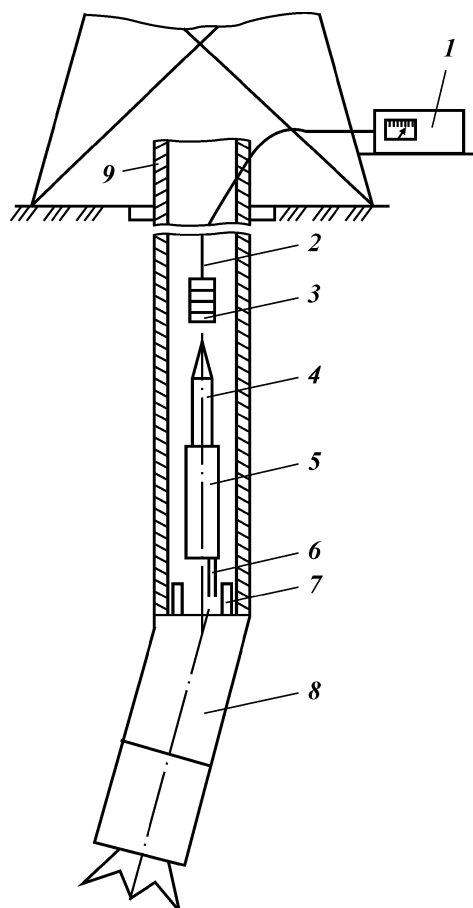


Рис. 10.59. Схема установки ЭТО-2 в буровом инструменте

Техническая характеристика

Глубина спуска (в зависимости от длины кабеля), м.....	0—3000
Начальный угол наклона скважины, градус.....	5
Максимальный зенитный угол скважины, градус.....	180
Диапазон измеряемого зенитного угла, градус.....	5—89
Диапазон угла закручивания, число оборотов:	
влево.....	5
вправо.....	5
Относительная погрешность измерения угла закручивания в пределах одного оборота, градус.....	2,0
Температура окружающей среды, °С, вокруг:	
забойного зонда.....	100
наземного блока.....	50
Габариты, мм:	
забойного зонда:	
наружный диаметр.....	36
длина (без направляющей планки).....	500

наземной части	255×180×90
Масса, кг:	
забойной части (без грузов, направляющих планок и кабельного ввода).....	2,5
наземной части:	
с батареями.....	1,5
с источником питания.....	2,2
Напряжение электропитания, В:	
от батарей.....	36
от сети.....	220 + 10
Потребляемая мощность, Вт.....	0,1

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

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

В процессе предварительного ориентирования путем переключения переключателя на лицевой панели наземного измерительного прибора замеряют положение забойного первичного преобразователя по шкале индикатора и регулятором устанавливают значение сигнала, равное нулю. Медленно поворачивая колонну ротором вправо (один оборот), убеждаются, что показания прибора линейно увеличиваются от нуля до полного отклонения стрелки (т.е. до отметки 360°). Снова устанавливают "нуль" на шкале прибора, затем проводят ориентирование отклонителя в нужном направлении путем поворота колонны ротором на расчетный угол и опять устанавливают нуль. Далее осуществляется герметизация кабеля в

кабельном переводнике с помощью сальникового уплотнения. После этого навинчивается ведущая труба, с помощью предохранительного хомута укрепляется кабель и начинается бурение. В зависимости от режима работы нижняя часть колонны с отклонителем поворачивается на некоторый угол, величина которого считывается по стрелочному прибору. Так можно измерять угол закручивания КНБК. Для установления отклонителя в заданное направление необходимо довернуть колонну до значения "0" на шкале прибора. В процессе бурения "0" на шкале прибора поддерживается поворотами ротора влево и вправо.

10.7. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ И НАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Как отмечалось выше, горизонтальные скважины являются частным случаем наклонно направленных скважин. В последние несколько лет в мире было пробурено большое количество горизонтальных скважин. Основная задача горизонтальных скважин — увеличение поверхности контакта с коллектором и, таким образом, повышение их производительности. Аналогичную задачу решают для нагнетательных скважин.

Следует понимать, что любая скважина, которой пересекают пласт вдоль напластования, может называться горизонтальной, в то время, когда вертикальные скважины бурят перпендикулярно напластованию, а наклонные — под углом к напластованию. Таким образом, скважины, вскрывающие вертикально расположенные пласты вертикальным стволом, являются горизонтальными. Для горизонтальной скважины ее продуктивность не столько зависит от мощности пласта, сколько от длины фильтровой зоны скважины. В настоящее время возможно бурение горизонтальных участков скважины длиной более 1000 м. Горизонтальный участок может вскрыть как однопластовую, так и многопластовую залежь в виде лестницы или путем последующего гидроразрыва в вертикальном направлении.

Утверждение о том, что бурить горизонтальные скважины всегда целесообразно и выгодно — неверное. Так, например, в гомогенном пласте большой мощности без газовой шапки и подстилающей воды при низкой вертикальной и высокой горизонтальной проницаемости лучше бурить наклонно

фильтровую часть скважины или даже вертикально. Аналогичен подход к вскрытию скважиной многопластовой или тонкослоистой толщи, а также зоны с естественной системой равномерной трещиноватости. Очевидно, что крутопадающий пласт надо вскрывать вертикальной или наклонной скважиной. Часто многопластовую залежь вскрывают многозабойными горизонтальными скважинами. Горизонтальные скважины предпочтительнее бурить в пласте с высокой вертикальной проницаемостью или при наличии подошвенной воды. Таким образом, выбору горизонтальной скважины должен предшествовать анализ геологической ситуации.

Горизонтальные скважины эффективно используют в следующих случаях: в трещиноватых коллекторах с их помощью лучше дренируют нефтяные пласты; в коллекторе с подошвенной водой или с газовой шапкой горизонтальные скважины используют, чтобы уменьшить опасность обводнения или прорыва пластового газа в скважину; в низкопроницаемых коллекторах горизонтальные скважины лучше дренируют пласт, что позволяет сократить количество скважин; в высокопроницаемых газовых коллекторах горизонтальные скважины позволяют уменьшить скорость движения газа и сократить потери пластовой энергии на турбулентное трение; для увеличения нефтеотдачи термическим воздействием, так как создается возможность существенно повысить приемистость по теплоносителю.

Рассмотрим некоторые практические особенности бурения горизонтальных скважин по сравнению с наклонными.

1. Опасность прихвата и обрыва колонн:

в горизонтальных скважинах опасность прихвата и обрыва буровых труб меньше, так как искривление скважины приурочено к нижней части разреза, который характеризуется, как правило, сравнительно устойчивыми породами;

желобообразование имеет место в перегибах ствола, когда буровая колонна в растянутом состоянии, но в горизонтальных скважинах обычно большая часть колонны при бурении сжата и не вырабатывает желоб в одном и том же месте;

обычно техническая колонна спускается перед разбуриванием продуктивной зоны пласта, что уменьшает опасность прихвата в горизонтальной скважине.

2. Трение:

горизонтальные скважины характеризуются высоким уровнем трения буровых колонн о стенки скважины, особенно на ее горизонтальном участке;

трение усиливается с увеличением протяженности горизонтального участка, так как нагрузка на долото в этом случае обычно создается почти всем весом буровой колонны; не последнюю роль играет качество бурового промывочного раствора, прежде всего его смазывающая способность.

3. В отличие от наклонной скважины забойная компоновка при бурении горизонтального ствола следующая:

долото — забойный двигатель — стабилизатор — MWD — немагнитная УБТ — толстостенные буровые трубы — ясс — толстостенная буровая труба — тонкостенные буровые трубы до устья.

Важнейшая задача при горизонтальном бурении — не допустить скручивания буровых колонн, поэтому на горизонтальных участках стремятся как можно меньше использовать УБТ и тем самым уменьшить сопротивление трения. Лучшее правило — компоновка должна быть по возможности простой.

В зарубежной практике в составе буровых колонн при горизонтальном бурении применяют один или два ясса, причем верхний ясс срабатывает как вверх, так и вниз, а нижний должен срабатывать только вверх во избежание его срабатывания в процессе бурения. Надо избегать спуска ясса в искривленные части скважины. Иногда ясс не применяют вообще.

4. Фактическая вертикальная глубина скважины. При бурении горизонтальной скважины большая ответственность ложится на исполнителей работы при определении глубины скважины по вертикали по данным меры бурового инструмента. Незначительная ошибка в глубине может оказаться роковой, так как исключается входение долота в пласт в заданной точке. А это приведет к ошибке в размещении фильтровой части скважины в пласте (например, разместят фильтр в водоносной или в газоносной части нефтесодержащего пласта).

5. Контроль траектории скважины. Бурение горизонтального участка будет медленным или даже невозможным, если некачественно пробурена направляющая часть ствола. Здесь не допустимы ошибки в навигации.

При бурении непосредственно горизонтальной части скважины ответственность за правильную навигацию повышается, хотя управление траекторией по показаниям инклинометра и магнитометра или гироскопа становится неэффективным. На первый план может выступить контроль за параметрами проходимого пласта (проницаемость, нефте-

насыщенность, фациальный состав, пористость, водонасыщенность, термодинамические параметры). Контроль этих параметров осуществляют системы LWD (каротаж во время бурения).

6. Горизонтальный участок сопоставим с направляющим участком как по длине, так и по продолжительности бурения.

7. Буровые промывочные и тампонажные растворы должны обладать седиментационной устойчивостью, так как существует опасность осаждения на нижней стенке скважины шлама и тяжелых компонентов раствора, что осложнит бурение и крепление горизонтальной скважины.

8. Нагрузка на долото. При бурении горизонтального участка скважины нагрузка на долото создается не нижней, а верхней частью бурильной колонны, причем определить ее по индикатору веса затруднительно. Поэтому в горизонтальном бурении остро стоит вопрос измерения режимных параметров бурения непосредственно на забое скважины.

Как указывалось выше, основная цель бурения горизонтальных скважин — создание фильтровой зоны по простиранию пласта. Поэтому проектирование горизонтальной скважины следует начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка, которые непосредственно зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза. Следует предусмотреть мероприятия по минимизации загрязнения пласта буровыми и тампонажными растворами с учетом длительности и протяженности интервала их воздействия.

Эксплуатационная характеристика пласта должна включать:

запасы нефти, добыча которых вертикальными или наклонными скважинами затруднена или практически невозможна;

пластовое давление;

состояние разработки залежи;

режим работы пласта;

способы эксплуатации и предполагаемая частота, причины и характер ремонтов;

эффективность других методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальная скважина состоит из направляющей части и горизонтального участка. Направляющая часть включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (прямолинейный) участок и участки увеличения

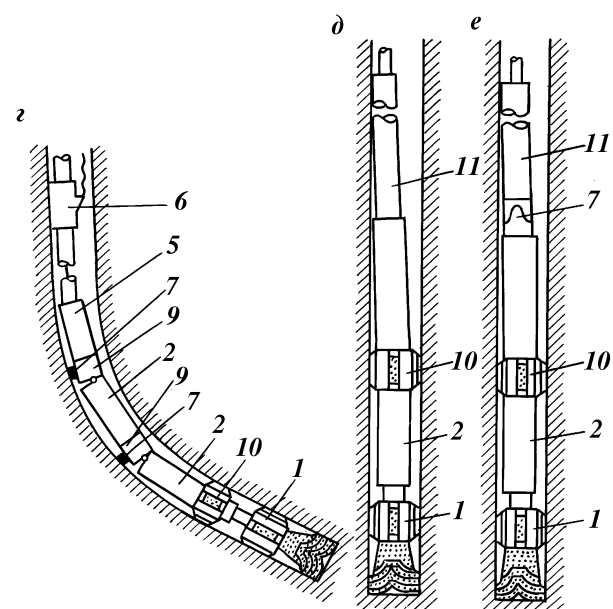
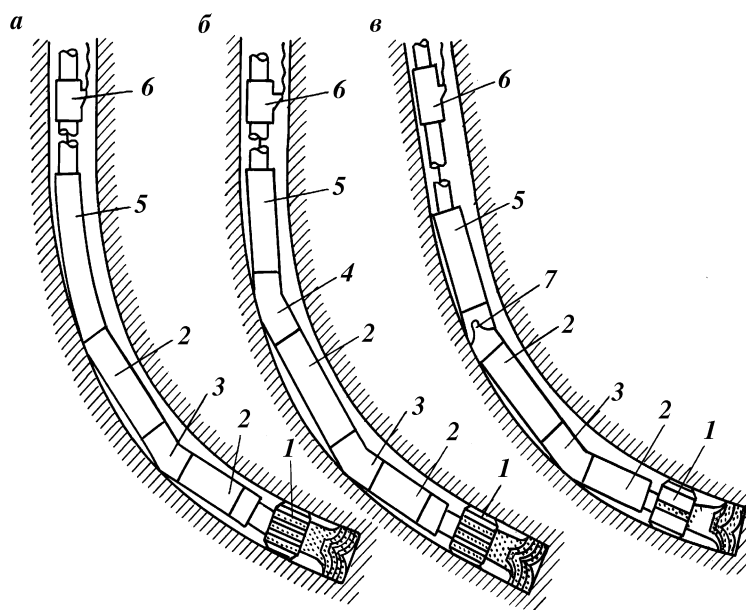


Рис. 10.60. Элементы КНБК для искривления горизонтальных скважин:

1 — наддолотный калибратор; 2 — забойный двигатель-отклонитель; 3, 4 — нижний и верхний кривые переводники; 5 — телесистема с кабельным каналом связи; 6 — переводник с боковым выводом для кабеля; 7 — подпор кривого переводника; 8 — шарнирное соединение; 9 — корпусной шарнир; 10 — центратор забойного двигателя; 11 — диамагнитные бурильные трубы

зенитного угла или состоит только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Одним из главных участков такой скважины является вертикальный. В процессе бурения вертикального участка его ось отклоняется от вертикали и скважина приобретает вид спирали. Такое искривление препятствует дальнейшему нормальному ходу бурения скважины: ухудшаются условия продвижения инструмента в ней в процессе спускоподъемных операций, создания достаточной нагрузки на забой, проведения инклинометрических и геофизических работ и т.д.

Для уменьшения отклонения применяют компоновки низа бурильных колонн (КНБК) самых разнообразных конструкций, подразделяющихся на три основных типа: маятниковые, жесткие и опорные.

Эффективность работы КНБК при этом определяют три основных элемента: жесткость, величина зазора между компоновкой и стенками скважины и длина компоновки. В настоящее время применяются в основном жесткие КНБК, расчет места установки в них опорно-центрирующих элементов ведется с допущением, что отклоняющая сила на долоте равна нулю и угол между осью компоновки и осью скважины также равен нулю.

При бурении искривленных и прямолинейных участков горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин в отечественной практике используются КНБК и их элементы, приведенные на рис. 10.60.

КНБК для набора зенитного угла по большому радиусу представлена на рис. 10.60, а. В ней используются турбинные отклонители ТО2-240 и ШО-195. В зависимости от угла искривленного переводника и диаметра долота обеспечивается интенсивность искривления $0,8 \div 2,0^\circ/10 \text{ м}$ ($R = 286 \div 716 \text{ м}$). КНБК для набора зенитного угла по среднему радиусу собирается в соответствии с рис. 10.60, а, б.

При использовании в качестве отклонителя винтового двигателя Д2-172 в зависимости от угла искривленного переводника обеспечивается интенсивность искривленного ствола скважины в диапазоне $2,9 \div 3,8^\circ/10 \text{ м}$ ($R = 150 \div 200 \text{ м}$) (см. рис. 10.60, а). При использовании двигателей ДГ-172, ДГ-155 и ис-

искривленного переводника с подпором (см. рис. 10.60, б) интенсивность искривления в пределах $5,7 \div 10,0^\circ/10 \text{ м}$ ($R = 57 \div 100 \text{ м}$).

При бурении горизонтальной скважины по малому радиусу КНБК собираются в соответствии с рис. 10.60, „ „. При использовании отклонителей ДГ2-106, ДГ-155, ОШ-172 с шарнирным соединением (см. рис. 10.60, „) обеспечивается интенсивность искривления в диапазоне $1,1 \div 1,4^\circ/\text{м}$ ($R = 40 \div 50 \text{ м}$). Применение отклонителей ДГ-106, ДГ2-106 и ДГ-155 в сочетании с корпусным шарниром (см. рис. 10.60, „) дает возможность получить интенсивность искривления в пределах $1,9 \div 2,9^\circ/\text{м}$ ($R = 20 \div 30 \text{ м}$).

КНБК для стабилизации, малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла представлена на рис. 10.60, %, Å. КНБК базируются на использовании серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей с центратором на корпусе забойных двигателей. Конструкция КНБК обеспечивает ее проходимость в искривленном стволе скважины и бурение горизонтального участка с интенсивностью искривления $0 \div 5^\circ/100 \text{ м}$. Ориентирование отклонителя и постоянный контроль параметров искривления ствола скважины при наборе зенитного угла проводятся телеметрической системой с проводным каналом связи при турбинном бурении СТТ, а при электробурении СТЭ с использованием долот диаметрами 295,3 и 215,9 мм, а также инклинометрами (серийными) в сочетании со специальным устройством "Зенит".

При забурировании дополнительного ствола из обсаженной скважины ориентирование отклонителя проводится с помощью устройств, включающих гироскопические инклинометры ИГ-50, ИГ-36.

Оперативный контроль параметров искривления ствола скважины осуществляется одноточечными инклинометрами с часовым механизмом сбросового и встроенного типов.

Инклинометры и геофизические приборы доставляются по бурильной колонне к точке замера потоком бурового раствора с помощью специального устройства (КТГ).

Многозабойные и горизонтально-разветвленные скважины бурят обычными буровыми установками с помощью серийно выпускаемого оборудования.

Мощность и грузоподъемность буровой установки необходимо выбирать с учетом дополнительных сил сопротивления, возникающих на участках резкого искривления и на горизонтальных участках при взаимодействии бурильной и обсадной колонн со стенками скважины при осевых пере-

мещениях. Напряженность бурильных и обсадных колонн дополнительно возрастает вследствие изгиба труб на участках резкого искривления стволов. Колонны для этого вида бурения следует выбирать по допустимым напряжениям, возникающим в теле трубы, при их деформированном положении в скважине. При этом выбираемый при расчете коэффициент запаса прочности должен быть минимальным, равным 1,25.

В монолитных устойчивых породах дополнительные стволы не закрепляют обсадными трубами. Верхнюю часть разреза при этом закрепляют до кровли продуктивного пласта. Такая конструкция позволяет облегчить проходку и освоение всех ответвлений скважин. В продуктивных пластах, сложенных неустойчивыми породами, основной ствол должен быть закреплен хвостовиком (разъемным). На хвостовики устанавливают воронки для облегчения ввода труб. Это необходимо в том случае, если скважина многозабойная. Если скважина заканчивается одним пологим стволом, пройденным в продуктивном пласте, проблема крепления скважины упрощается. Ствол до продуктивного пласта закрепляют обсадной колонной и цементируют. В горизонтальную часть скважины спускают заранее перфорированный хвостовик с таким расчетом, чтобы его верхний конец оставался внутри основной эксплуатационной колонны.

Одно из эффективных мероприятий в области капитального ремонта скважины — зарезка и бурение новых дополнительных горизонтальных или наклонных стволов, которые также позволяют интенсифицировать добычу нефти на уже истощенных месторождениях.

Накоплен определенный опыт бурения горизонтальных скважин как за рубежом, так и в нашей стране.

Первую на Кубани горизонтальную скважину пробурили на месторождении Зыбза—Глубокий Яр в мае 1991 г. При проектировании и реализации проекта решали две основные задачи: подтвердить возможность качественного бурения горизонтального участка скважины большой протяженностью в рыхлых отложениях и оценить эффективность доразработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. Скважина 871 пробурена с использованием стандартной буровой установки БУ-75БрЭ на глубину по вертикали 708 м с общей длиной ствола 920 м. Общее горизонтальное смещение забоя от вертикали составляло 250 м, в том числе горизонтальной части 150 м. Был вскрыт продуктивный кумский горизонт толщиной 80 м стволом протяженностью 200 м (рис. 10.61). Кондуктор диаметром 245 мм спустили до глубины

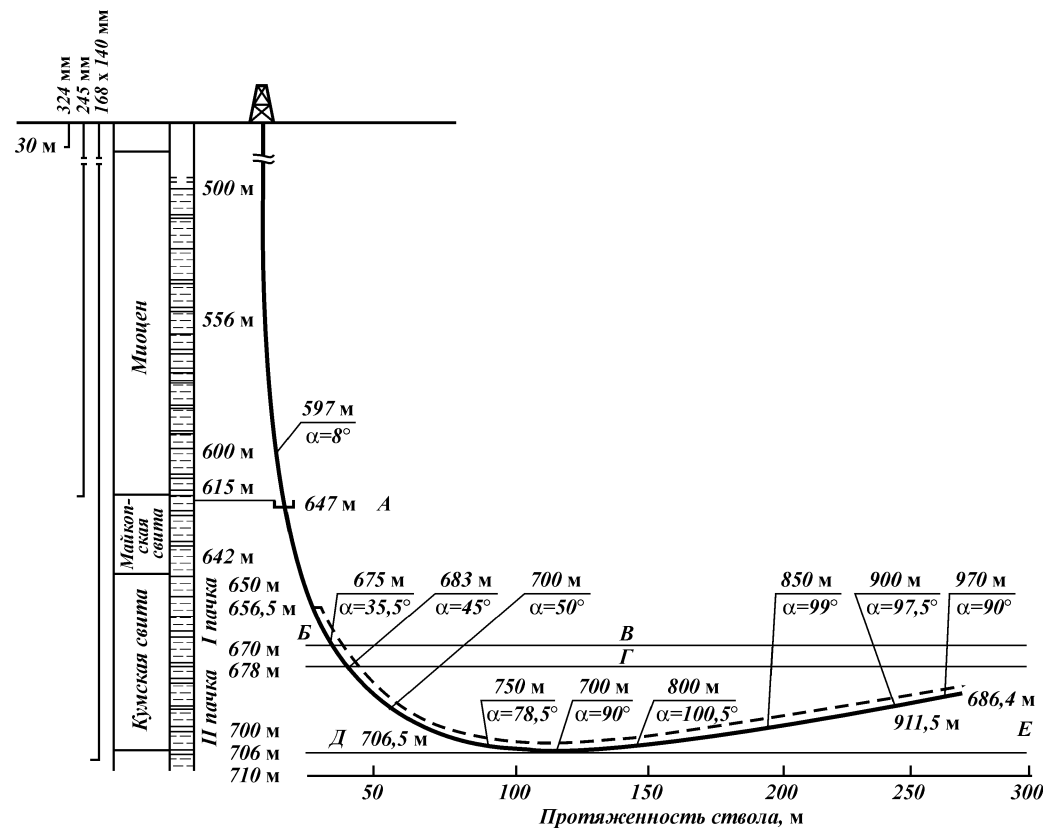


Рис. 10.61. Вертикальный профиль скв. 871 Зыбза–Глубокий Яр:

А — башмак 245-мм колонны; *Б* — начало щелевого фильтра; *В* — подошва I пласта; *Г* — кровля II пласта; *Д* — подошва II пласта; *Е* — башмак 140-мм колонны; α — зенитный угол

617 м и зацементировали тампонажным раствором из портландцемента и цементно-бентонитовой смеси. Бурение под эксплуатационную колонну вели в два этапа: первый — этап набора кривизны и второй — этап ее стабилизации. Набор кривизны до 52° в азимуте $278-296^\circ$ осуществляли в интервале 625–694 м следующей компоновкой: долото МСТНУ диаметром 215,9 мм; переводник 0,5 м; шарнир с углом перекося 3° ; ДЗ-172 длиной 6,9 м; телесистема диаметром 178 мм и длиной 8 м; 127-мм бурильные трубы. Изменение азимута обусловлено горно-геологическими условиями. Средний темп искривления составил $0,7^\circ$ на 1 м проходки, а радиус кривизны — 82 м.

Этой же компоновкой пройдены интервалы 694–797 м и достигнута кривизна $100^\circ 48'$. Вначале набор кривизны составлял $0,6-0,8^\circ$ на 1 м проходки, но с глубины 775 м наблюдали интенсивное изменение азимута скважины влево, что вынуждало повернуть отклонитель вправо на 35° и стабилизировать азимут. Однако темп искривления резко упал до $0,2-0,4^\circ$ на 1 м.

Второй этап — стабилизацию искривления ствола скважины — осуществляли следующей компоновкой: 215,9-мм долото МСТН; переводник 0,3 м; забойный двигатель ДЗ-172 длиной 6,9 м; телесистема диаметром 178 мм и длиной 8 м, бурильные трубы диаметром 127 мм и длиной 367 м. УБТ диаметром 178 мм и длиной 50,4 м; бурильные трубы диаметром 127 мм, что обеспечило в интервале 797–923 м падение зенитного угла от $100^\circ 48'$ до $96^\circ 48'$.

Режим бурения для обоих интервалов одинаковый: осевая нагрузка на долото 100–120 кН, подача насосов 30 л/с при давлении на выкиде 7 МПа.

На глубину 920 м спустили 168×140-мм эксплуатационную колонну следующей компоновки:

башмак с чугунной направляющей пробкой с одним центральным отверстием;

фильтр из 140-мм обсадных труб марки Д с щелевыми отверстиями 2×100 мм через 0,5 м шесть рядов общей длиной 303 м;

переводник с 140-мм на 168-мм трубы, внутри муфты трубы переводника установлена диафрагма;

в первой 168-мм трубе на расстоянии 350 мм от резьбы выполнены три промывочных отверстия диаметром 25 мм, с использованием которых проведено цементирование; на этой же трубе был установлен центратор, преобразованный под цементирующую манжету, которая предотвратила попадание цементного раствора в зону фильтра.

Для цементирования использовали смесь портландцемента и ШПЦС-120 в соотношении 1:1 при плотности тампонажного раствора 1820 кг/м³. В качестве буферной жидкости применили техническую воду. Цементный стакан в колонне не оставляли.

По результатам освоения получено более чем трехкратное увеличение дебита нефти.

Вступление основных нефтяных месторождений Татарстана в завершающую стадию разработки заставляет прибегнуть к бурению горизонтальных скважин. Горизонтальные участки ствола длиной 300–450 м бурили в пластах толщиной 6–18 м, залегающих на глубине 900–1300 м. Переход от вертикальных к горизонтальным участкам производили по средним радиусам (573–114 м), интенсивность набора зенитного угла составляла 1–5°/10 м.

Для вскрытия горизонтальными скважинами были рекомендованы два типа залежей:

массивные, приуроченные к карбонатным коллекторам нижнего и среднего карбона;

пластовые, представленные чередованием терригенных нефтенасыщенных пластов и плотных глинистых перемычек, приуроченные к отложениям нижнего карбона и девона.

Скважины сооружали с использованием серийного оборудования, за исключением некоторых элементов компоновок бурильного инструмента, изготавливаемых в мастерских буровых предприятий.

Первоначально конструкция скважины состояла из 324-мм кондуктора, спущенного на глубину 250–300 м, и 245-мм технической колонны, спускаемой до кровли продуктивного горизонта. Все эти колонны цементировались до устья. Горизонтальный ствол бурился долотами диаметром 215,9 мм и в зависимости от свойств пород, слагающих продуктивный пласт, заканчивался открытым забоем или оборудовался фильтром. Однако анализ проводки таких скважин показал, что основные затраты времени и средств приходились на бурение скважины до вскрытия продуктивного горизонта, поэтому от этого варианта конструкции скважины в дальнейшем отказались. В настоящее время конструкция скважи-

ны включает в себя 245-мм кондуктор, спускаемый на глубину 250–300 м, и 168-мм обсадную колонну, спускаемую до кровли продуктивного пласта, с установкой заколонного пакера ПДМ для манжетного цементирования. Скважины на карбонатные коллекторы заканчиваются, как правило, открытым забоем или спуском фильтра диаметром 146 мм без цементирования.

На первом этапе спускали фильтры со щелевыми отверстиями, что не позволяло производить эффективную обработку скважин перед освоением, промывку зафильтрованного пространства и целенаправленную обработку призабойной зоны. Этого недостатка лишены используемые в настоящее время фильтры с кислоторастворимыми заглушками.

Скважины на терригенные коллекторы бобриковского горизонта обсаживаются до забоя с последующим цементированием. С целью снижения репрессии на пласт цементирование осуществляется в две ступени с использованием муфт ступенчатого цементирования. В интервале продуктивного пласта колонна комплектуется фильтром с кислоторастворимыми заглушками.

Профиль скважины на башкирский ярус состоит из пяти интервалов: вертикального участка, участка набора зенитного угла, участка стабилизации и вскрытия пласта и условно-горизонтального участка. Угол входа в продуктивный пласт 65–70°.

Профиль скважины на турнейский ярус состоит из семи интервалов: вертикального участка, двух участков набора зенитного угла, двух участков стабилизации, участка вскрытия продуктивного пласта и условно-горизонтального участка. Угол входа в продуктивный пласт 70–80°.

Набор зенитного угла до входа в продуктивный пласт с интенсивностью 1,5–2,0°/10 м осуществляется серийными турбинными отклонителями; при большей интенсивности используются винтовые забойные двигатели диаметром 172 мм. Вскрытие продуктивного горизонта с интенсивностью 4–5°/10 м осуществляется укороченными забойными двигателями ДЗ-172.

Контроль положения ствола скважины и геофизические исследования в скважинах до достижения зенитного угла 50–55° проводятся по обычной технологии, используемой при строительстве вертикальных и наклонно направленных скважин с помощью серийных приборов. При зенитных углах более 55° для этих целей применяются телеметрические

системы ЗИС-4; АТ-3, СТЭ и комплексы АМК "Горизонт" и "Горизонталь".

Промывка скважин до зенитного угла $50-55^\circ$ осуществляется технической водой; при больших зенитных углах, с целью обеспечения эффективного выноса шлама скважина переводится на промывку буровым раствором. Рецепт бурового раствора подбирается исходя из условий качественного вскрытия пласта, максимального сохранения его коллекторских свойств. Для вскрытия и бурения карбонатного продуктивного пласта используются полимерные и полимермеловые растворы, для терригенных коллекторов разработаны и успешно применяются полимерглинистые растворы.

С целью уменьшения негативного влияния избыточного давления на продуктивный пласт и сохранения коллекторских свойств пласта на скв. 3560 Бавлинской площади проведены опытные работы по вскрытию пласта и бурению горизонтального участка с использованием аэрированной жидкости, показатели свойств которой обеспечили вскрытие и бурение продуктивного пласта в условиях равновесия системы скважина — пласт.

На некоторых скважинах проведены работы по отбору керна в горизонтальном стволе, а также испытания различных участков продуктивного пласта пластоиспытателем, спускаемым на трубах, с целью уточнения характеристик пласта.

Анализ работы горизонтальных скважин показывает, что они в основном выполняют свое предназначение — обеспечивают увеличение дебита при одновременном снижении обводненности продукции.

Основная часть горизонтальных скважин дает безводную нефть или нефть с незначительным (до 20 %) содержанием воды, меньшая часть скважин дает нефть с содержанием воды до 60 % и только в некоторых скважинах обводненность продукции составляет более 80 %.

Дебиты горизонтальных скважин превышают дебиты соседних, наклонно направленных, в среднем в 2,32 раза при увеличении затрат на их строительство менее чем в 2 раза. При анализе работы скважин с горизонтальным участком ствола в карбонатных коллекторах замечено, что дебит ГС, пробуренных с использованием различных буровых растворов, в том числе и аэрированного бурового раствора в режиме депрессии, отличается незначительно.

Горизонтальные скважины пробурены и на газоконденсатных месторождениях.

На валанжинских залежах Уренгойского месторождения

дебит горизонтальных скважин длиной 50 м увеличился вдвое. На Ямбургском месторождении (сеноман) достигнут четырехкратный рост дебита. До 8 раз увеличилась производительность низкодебитных скважин в Оренбургской области.

Бурение горизонтальных скважин на Оренбургском газоконденсатном месторождении (ОГКМ) ведется предприятием "Оренбурггазпром" с 1990 г. Отходы забоя от вертикальных проекций устьев пробуренных горизонтальных скважин составляют от 435 до 795 м. Радиусы кривизны стволов скважин на участках перехода от вертикального участка к горизонтальному составляют около 400 м.

Бурение наклонного участка ствола на пробуренных скважинах начинали при глубинах 1200–1400 м. Промежуточная колонна диаметром 245 мм спускалась на 50 м ниже кровли филипповского горизонта (угол наклона ствола 30–36°, глубина 1500–1600 м). Эксплуатационные колонны диаметром 178 мм спущены на 10 м ниже кровли артинского яруса на глубину 1800 м (угол наклона ствола 60°) и зацементированы до устья. Нижележащие интервалы ствола скважины перекрыты хвостовиками из перфорированных на поверхности труб диаметром 114 мм, верхние части которых расположены на 30 м выше башмаков эксплуатационных колонн.

Продуктивный пласт представлен на ОГКМ известняками артинского яруса нижнепермских отложений, глубина кровли которых составляет 1670 м, газонефтяной контакт расположен на глубине 1880–1900 м.

В июне 1993 г. на ОГКМ находились в эксплуатации три горизонтальные скважины, средний дебит по которым при давлении на устье 4,5–5,1 МПа составляет 185 тыс. м³/сут. Средний дебит расположенных рядом вертикальных скважин при тех же давлениях на головке составляет 23 тыс. м³/сут, т.е. производительность горизонтальных скважин в среднем в 8 раз превышает производительность вертикальных.

Следует отметить, что наибольшая производительность получена на скв. 2ГТ и 3ГТ, на которых длина колонны НКТ соответственно 1735 и 1661 м. В среднем производительность этих скважин почти в 11 раз превышает производительность вертикальных скважин. Производительность скв. 1ГТ, на которой длина колонны НКТ составляет 2242 м, всего в 2,6 раза превышает производительность вертикальных скважин. Это, скорее всего, связано с увеличением потерь на трение при движении газа в пространстве между внутренними стенками хвостовика диаметром 114 мм и наружной поверхностью НКТ диаметром 73 мм.

Наклонные скважины с большим отклонением от вертикали бурились на рифовых месторождениях в Башкирии, где эффект от увеличения длины интервала притока дополнялся разбуриванием нескольких направлений в продуктивных отложениях из одного вертикального ствола.

Для газохранилищ, на которых существует возможность поступления подошвенной воды, эксплуатация ГС связана с дополнительными сложностями. При горизонтальном положении ствола в условиях совместного притока воды и газа возможно скопление воды в пониженных частях ствола и отсечение притока из удаленной его части. Во избежание подобных явлений при проектировании ГС лучше ориентироваться на их безводную эксплуатацию. Исключение может составить подземное хранилище газа (ПХГ) на нефтяном месторождении, где вынос нефти представляет самостоятельный интерес. Величина предельного безводного дебита для ГС определяется удалением горизонтального ствола от газоводяного контакта ГВК.

В течение ближайших 15–20 лет объем горизонтального бурения на подземных хранилищах газа РФ существенно возрастет. Только на Кущевском ПХГ Краснодарского края планируется пробурить около 100 таких скважин. Запроектировано бурение ГС на Невском газохранилище, созданном в водоносном пласте, а также на Таловском, Мусинском, Териклинском, Карашурском и на других российских ПХГ, на Прибутском (Белоруссия), Вешховицком (Польша) газовых хранилищах (С.Н. Бузинов, ВНИИГАЗ, 1996).

В 1992 г. по рекомендациям ВНИИГАЗа было принято решение пробурить в опытном порядке одну горизонтальную скважину на краснодарском ПХГ и три — на Кущевском газохранилище.

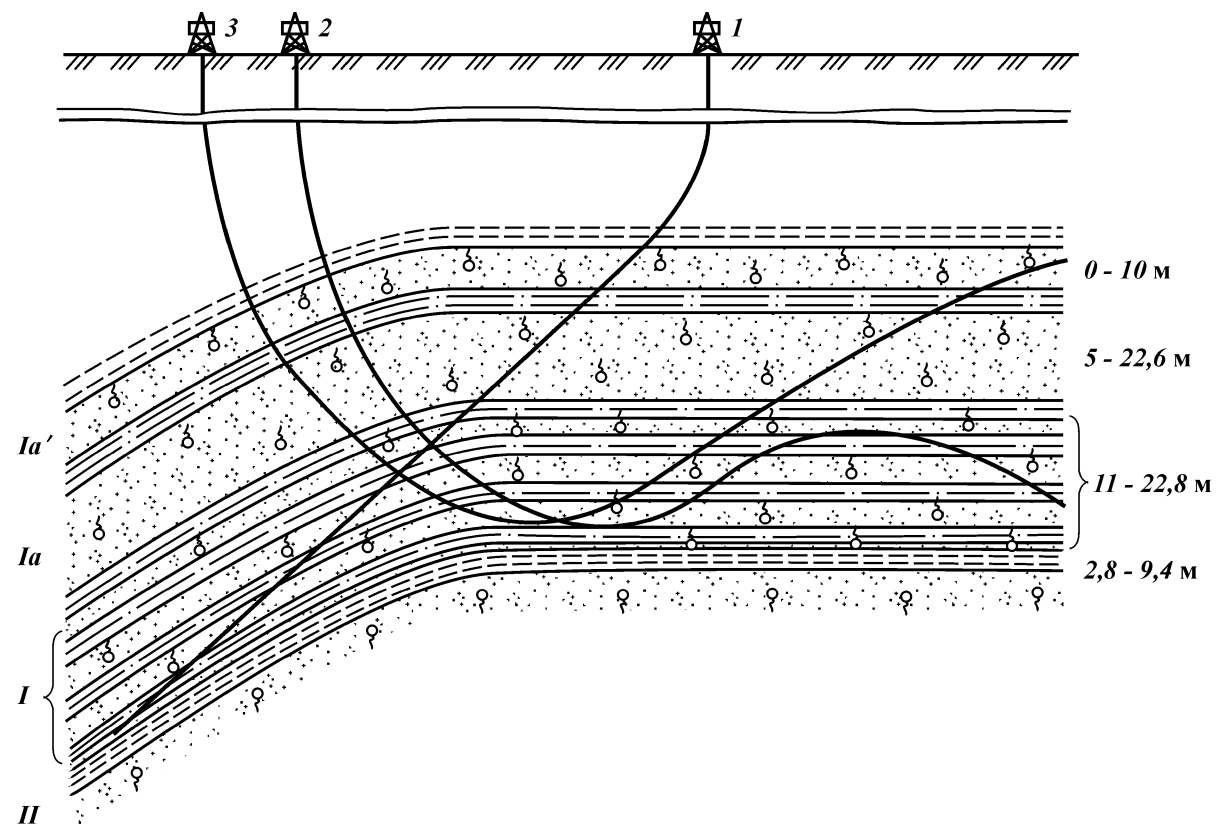
На Кущевском ПХГ первыми пробурены в 1992 г. две горизонтальные скважины: 102 и 104. Длина горизонтальной части ствола первой горизонтальной скв. 102 составляет 123 м (I пласт), общее отклонение от вертикали — 165,5 м. После окончания бурения скв. 102 находится в капитальном ремонте, так как при ее сооружении был вскрыт II пласт (нижезалегающий, обводненный пласт альбских отложений нижнего мела, в котором создание хранилища не планируется). Вторая горизонтальная скважина имеет общее отклонение забоя от устья 233 м, а длину горизонтального участка ствола порядка 170 м. Общая вскрытая мощность пласта составляет 233 м (фильтр 1235–1462 м). Сква. 104 пущена в эксплуатацию с середины ноября 1993 г., по промысловым дан-

ным ее дебит в 2,5 раза выше дебита "средней" скважины, что подтверждают технологические расчеты, проведенные ВНИИГАЗом в 1992 г., согласно которым производительность горизонтальной скважины (при длине горизонтального участка 200 м) должна быть в 2,25 раза выше дебита "средней" скважины.

В то время как на нефтяных месторождениях горизонтальные скважины успешно используются уже второе десятилетие, на подземных хранилищах эта технология только начинает применяться. Лишь последние несколько лет бурение горизонтальных скважин на ПХГ стало технически возможным и экономически выгодным. Тщательно разработанная программа горизонтального бурения может быть использована как для проводки новых скважин, так и для переоборудования существующих. Длительность эксплуатации газохранилищ, циклическое изменение давления от низкого к высокому требуют специального подхода к горизонтальным скважинам на ПХГ.

В США бурение горизонтальных скважин на ПХГ начато в 1992 г. Всего было пробурено пять скважин. Результаты эксплуатации четырех из них по опубликованным сведениям пока являются коммерческой тайной. Пятая горизонтальная скважина пробурена на хранилище Западный Эдмонт, ее производительность оказалась более чем в 6 раз выше производительности вертикальной скважины. Указанное хранилище находится на глубине около 1900 м в пласте, толщина которого составляет всего 5,5 м. Горизонтальная скважина пробурена из старого ствола из-под 178-мм обсадной колонны, диаметр горизонтального отвода составляет 95 мм, радиус искривления — 125 м. В пределах продуктивных отложений длина горизонтальной части ствола составила 460 м. Бурение проводилось с использованием легкого глинистого раствора на нефтяной основе. Горизонтальный участок не обсажен, за исключением верхнего участка длиной 20 м. Расчетный дебит скважины в начальный период отбора при давлении 15 МПа должен был составить 1150 тыс. м³/сут против исходного дебита вертикальной скважины 230 тыс. м³/сут. Испытания показали, что дебит скважины при новом горизонтальном стволе составил примерно 1300 тыс. м³/сут.

Ведется бурение горизонтальных скважин на ПХГ Реден (Германия). Здесь планируется осуществлять эксплуатацию хранилища 10 горизонтальными скважинами с 219-мм лифтовой колонной. Первый опыт показал, что производительность таких скважин в условиях карбонатного коллектора



при отборе составляет 2,0 млн. м³/сут. Скважины на поверхности расположены в две цепочки, по пяти скважин в каждой; расстояние между цепочками 150 м, расстояние между скважинами в цепочке 15 м. Между цепочками размещена установка по подготовке газа.

Газохранилище пущено в эксплуатацию летом 1993 г. и рассчитано на активный объем 1,5 млрд. м³. Максимальная производительность при отборе по проекту составляет 24 млрд. м³/сут, производительность в конце периода отбора должна быть не менее 20,4 млн. м³/сут. При закачке производительность ПХГ составляет 15 млн. м³/сут и сохраняется на протяжении всего периода. Это хранилище создается на базе одноименного истощенного газового месторождения (начальное пластовое давление 21 МПа), которое разрабатывалось четырьмя вертикальными скважинами со среднесуточными дебитами около 100 тыс. м³/сут. Длина горизонтального участка ствола скважины достигает 600 м. Вертикальный ствол оборудован 178-мм обсадной колонной, переходящей в горизонтальный хвостовик. Коэффициенты фильтрационного сопротивления в призабойной зоне горизонтальной скважины уменьшились в 20 раз. Высокая производительность каждой из 10 горизонтальных скважин хранилища подтверждена исследованиями и опытно-промышленной эксплуатацией. Дебит горизонтальной скважины на Редене достигает 2 млн. м³/сут. Производительность хранилища при отборе при этом составляет около 20 млн. м³/сут.

Вопросом строительства горизонтальных скважин на ПХГ ВНИИГАЗ начал заниматься в 1991 г. Была разработана методика расчета производительности горизонтальных скважин, методика оптимизации размещения наклонно направленных скважин на хранилищах, разрабатывается технология проведения и методы обработки исследований таких скважин.

Эффективность использования горизонтальных скважин в пластах с относительно небольшой мощностью очевидна вследствие обеспечения существенно большей площади притока флюида. Если в вертикальных скважинах площадь ограничена мощностью пласта, то в горизонтальных — лишь границами залежи, поскольку современный уровень развития техники бурения позволяет иметь горизонтальные отводы длиной более километра.

Рис. 10.62. Основные виды профилей горизонтальных скважин на Кушчевском ПХГ:

1 — полого направленный; 2 — горизонтально-волнистый; 3 — вогнутый

К 01.07.95 г. на месторождениях и ПХГ ОАО "Газпром" закончены строительством 44 горизонтальные скважины, в том числе скважины старого фонда на Уренгойском ГКМ. Основной объем горизонтального бурения сосредоточен в Оренбургской области (Оренбургское ГКМ), Западной Сибири (Ямбургское и Уренгойское ГКМ) и Краснодарском крае (Куцевское ГКМ).

На рис. 10.62 приведены типичные профили горизонтальных скважин на Куцевском ПХГ.

Параметры турбобуров и винтовых забойных двигателей

673

Продолжение табл П.1

Шифр турбобура	Расход жидкости, м ³ /с	Частота вращения вала, с ⁻¹	ρ = 1000 кг/м ³		Длина, м	Масса, кг	a ₇ × 10 ⁻⁶ , 1/м ⁴
			Вращающий момент, Н·м	Перепад давления, МПа			
Турбобуры-отклонители							
T02-172	0,028	11,8	785	3,9	9,715	1363	4,97
T02-195	0,030	8,7	870	3,6	10,110	1774	4,00
T02-240	0,045	7,5	1370	3,0	10,170	2507	1,48
Турбобуры с маслonaполненными редукторными вставками							
Турбобур с РМ-195	0,015 0,025	1,5 4,17	1500 3500	1,7 4,2	—	—	7,14
Колонковые турбодолота типа КТД							
КТДЗ-240	0,030	6,5	690	1,5	7,455	2068	1,65
269/48	0,055	11,8	2330	4,9			
КТД4-195	0,020	8,0	820	3,4	10,100	2066	7,89
214/60	0,028	10,4	1320	5,7			
КТД4С-172-	0,022	8,2	1570	7,0	17,575	2802	14,25
190/40	0,028	10,4	2350	11,0			
Винтовые забойные двигатели							
Δ1-195	0,025 0,035	1,5 2,2	4500 5300	4,0 6,0	6,900	1140	6,4 4,9
Δ2-172М	0,020 0,030	1,9 2,8	3000 3500	4,5 5,0	6,875	878	11,25 5,55
Δ-85	0,005 0,007	3,8 4,8	270 340	2,7 3,0	3,205	103	108,0 61,2
ΔГ-54	0,001 0,0025	3,0 8,0	60 80	3,8 4,2	2,230	27	3800 672
Примечания. 1. Предельная температура окружающей среды +110 °С. 2. Предельно допустимая нагрузка, передаваемая на забой турбобурами диаметром 240 мм — 300 кН, диаметром 215 и 195 мм — 250 кН, диаметром 172, 164 мм — 200 кН.							

Таблица П.2

Техническая характеристика буровых насосов

D _в , мм	Теоретическая подача буровых пластов Q _т ·10 ³ , м ³ /с (α = 1)				Предельное паспортное давление, МПа (α = 1)	
	БРН-1	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250	БРН-1	У8-6МА2
200	—	51,0	50,2	51,4	—	10,0
190	—	45,7	44,8	45,9	—	11,5
180	34,0	42,0	39,8	40,7	9,8	12,5
170	30,0	36,0	35,0	35,7	11,0	14,5
160	27,0	31,0	30,5	31,1	12,5	16,0
150	23,0	27,5	26,3	26,7	14,4	19,0
130	17,0	19,7	—	—	20,0	25,0
140	20,0	23,3	22,3	—	16,9	22,5

Продолжение табл. П.2

$D_{в}, \text{ мм}$	Предельное паспортное давление, МПа ($\alpha = 1$)		Теоретическая подача буровых пластов $Q_r \cdot 10^3, \text{ м}^3/\text{с}$ ($\alpha = 1$)			
	У-7МА2	УНБ-1250	БРН-1	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250
200	14,2	21,0	—	7,8	11,0	16,3
190	15,9	23,5	—	8,9	12,0	18,2
180	18,0	26,5	7,6	9,7	14,0	20,2
170	20,4	30,5	8,5	11,2	15,8	23,6
160	23,4	35,0	9,7	12,3	18,1	27,1
150	27,2	40,0	11,2	14,7	21,1	31,0
140	32,0	—	13,0	17,4	24,8	—
130	—	—	15,5	19,4	—	—

Примечание. Теоретическая подача насоса БРН-1 соответствует 72, насосов У8-6МА2 и У8-7МА2 — 65, насоса УНБ-1250—60 двойным ходам штока в 1 мин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бревдо Г.Д. Проектирование режима бурения. — М.: Недра, 1988.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 т. — М.: Недра, 1993—1996. — Т. 1—4.
3. Булатов А.И., Габузов Г.Г., Макаренко П.П. Гидродинамика углубления и цементирования скважин. — М.: Недра, 1999.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1999.
5. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. — Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
6. Бурение нефтяных и газовых скважин/Н.И. Шацов, В.С. Федоров, Р.И. Шищенко и др. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. для техникумов. — 4-е изд., доп. и перераб. — М.: Недра, 1978.
8. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. — М.: Недра, 1998.
9. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин/М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров. — М.: Недра, 1981.
10. Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.А. Конструкции и характеристики современных турбобуров. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
11. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1998.
12. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин Справочник. — М.: Недра, 1997.
13. Маковой Н. Гидравлика бурения: Пер. с рум. — М.: Недра, 1986.
14. Практические расчеты в бурении/В.С. Федоров, В.Г. Беликов, Ф.Д. Зенков и др. — М.: Недра, 1966.
15. Сароян А.Е. Бурильные колонны в глубоком бурении. — М.: Недра, 1979.
16. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1974.
17. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. — М.: Недра, 1986.
18. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений/М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. — М.: Недра, 1984.
19. Теория и практика заканчивания скважин/А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Д.М. Басарыгин. Под ред. доктора технических наук, профессора А.И. Булатова: В 5 т. — М.: Недра, 1997—1998. — Т. 1—5.
20. Трубы нефтяного сортамента: Справочник; Под общ. ред. А.Е. Сарояна. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987.
21. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. — М.: Гостоптехиздат, 1958.