



ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ

В 2 частях

Часть 2. Технология бурения скважин

Под общей редакцией
академика Российской академии естественных наук,
доктора технических наук, профессора В.С. Войтенко

*Допущено
Министерством образования Республики Беларусь
в качестве учебного пособия для студентов учреждений высшего образования
по специальностям «Разработка месторождений полезных ископаемых»,
«Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»,
«Горные машины и оборудование»*

Минск
«Новое знание»

Москва
«ИНФРА-М»

2013

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73
Т38

Авторы:

В.С. Войтенко, А.Д. Смычник, А.А. Тухто, С.Ф. Шемет

Рецензенты:

кафедра динамической геологии Белорусского государственного университета (зав. кафедрой — доктор географических наук, профессор *В.Н. Губин*);

директор БелНИПИнефть, кандидат технических наук *Н.А. Демьяненко*

Технология и техника бурения : учеб. пособие / В.С. Войтенко
Т38 [и др.] ; под общ. ред. В.С. Войтенко. В 2 ч. Ч. 2. Технология бурения скважин. — Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2013. — 613 с. : ил. — (Высшее образование: Бакалавриат).

ISBN 978-985-475-573-1 (Новое знание)

ISBN 978-5-16-006700-1 (ИНФРА-М, общий)

ISBN 978-5-16-006883-1 (ИНФРА-М, ч. 2)

Описаны основные технологические процессы и способы бурения скважин различного назначения, конструкции скважин и методика их проектирования, а также технологическое оборудование для бурения. Приведены необходимые инженерные расчеты по режимам бурения, промывке, креплению и освоению скважин, способы предупреждения и ликвидации аварий и осложнений, сопровождающих процесс строительства скважин. Рассмотрены технико-экономические показатели, документация, а также организация буровых работ и ликвидации скважин.

Для студентов специальностей горного и геологического профилей.

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73

ISBN 978-985-475-573-1 (Новое знание)
ISBN 978-5-16-006700-1 (ИНФРА-М, общий)
ISBN 978-5-16-006883-1 (ИНФРА-М, ч. 2)

© ООО «Новое знание», 2013

Оглавление

РАЗДЕЛ I. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1. Основные технологические процессы и способы бурения скважин.....	10
1.1. Общие технологические процессы	10
1.2. Частные технологические процессы	13
1.3. Способы бурения скважин	17
1.4. Виды бурения	22
1.4.1. Вращательное колонковое и роторное бурение.....	22
1.4.2. Бурение подвижным вращателем	24
1.4.3. Ударно-канатное бурение.....	25
1.4.4. Вибрационное бурение	26
1.5. Разновидности бурения.....	27
1.5.1. Турбинное и винтовое бурение. Бурение электробурами.....	27
1.5.2. Гидро- и пневмоударное бурение	28
1.5.3. Шнековое бурение.....	28
1.5.4. Бурение снарядами со съёмным керноприемником.....	29
1.5.5. Бурение с гидротранспортом керна.....	30
1.5.6. Бурение колонковыми трубами, желонками и забивными стаканами	30
1.5.7. Алмазное и твердосплавное бурение	31
1.5.8. Гидродинамическое бурение	32
1.5.9. Бурение с отбором керна и бескерновое бурение.....	32
1.5.10. Бурение с промывкой (продувкой).....	33
1.5.11. Наклонно и горизонтально направленное, вертикальное бурение	34
2. Проектирование конструкций буровых скважин	35
2.1. Конструкции буровых скважин	35
2.2. Методика проектирования конструкций разведочных скважин на твердые полезные ископаемые	40
2.3. Методика проектирования конструкций эксплуатационных скважин на нефть и газ.....	47
2.4. Методика проектирования эксплуатационных геотехнологических скважин	53
2.4.1. Конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивания металлов.....	53
2.4.2. Конструкции скважин для гидродобычи полезных ископаемых.....	56
2.4.3. Конструкции скважин для подземного растворения солей	61
2.4.4. Конструкции скважин для подземной выплавки серы	64
2.5. Методика проектирования конструкций эксплуатационных скважин на воду.....	66
2.5.1. Бесфильтровые скважины	66
2.5.2. Фильтровые скважины	68
2.5.3. Конструкции скважин при вращательном бурении с прямой промывкой.....	73
2.5.4. Конструкция скважин при ударно-канатном бурении.....	74

3. Технологическое оборудование для бурения скважин.....	76
3.1. Роторы.....	76
3.2. Вертлюги, буровые шланги и сальники	78
3.3. Буровые насосы	82
3.3.1. Принцип действия и конструкции буровых насосов	82
3.3.2. Расчет производительности бурового насоса	85
3.3.3. Обвязка буровых насосов и оборудование напорной линии.....	86
3.4. Турбобуры.....	88
3.4.1. Общие сведения	88
3.4.2. Характеристика турбобуров.....	92
3.4.3. Конструкции многоступенчатых турбобуров.....	94
3.4.4. Редукторный турбобур	102
3.4.5. Правила эксплуатации турбобуров.....	104
3.5. Винтовые забойные двигатели.....	107
3.5.1. Конструкция винтового забойного двигателя	107
3.5.2. Особенности бурения винтовыми забойными двигателями	112
3.6. Электробуры.....	113
3.6.1. Конструкция электробура	113
3.6.2. Правила эксплуатации электробуров	117
3.6.3. Особенности бурения электробурами	118
3.6.4. Правила техники безопасности при бурении электробуром	119
3.7. Пневмо- и гидроударники (гидроударные машины).....	120
4. Породоразрушающий инструмент для бурения глубоких эксплуатационных нефтегазовых и поисково-разведочных скважин	126
4.1. Классификация породоразрушающих инструментов.....	126
4.2. Долота режуще-скалывающего действия.....	128
4.3. Долота истирающе-режущего действия с твердосплавным вооружением.....	132
4.4. Одношарошечные долота.....	134
4.5. Истирающе-режущие долота, оснащенные алмазами	137
4.6. Долота, оснащенные алмазотвердосплавными пластинками и резами	141
4.7. Долота, оснащенные элементами вооружения из сверхтвердых материалов	144
4.8. Шарошечные долота дробяще-скалывающего действия.....	146
4.8.1. Принцип работы и особенности конструкции	146
4.8.2. Опоры шарошечных долот	148
4.8.3. Системы промывки долот дробяще-скалывающего действия... ..	155
4.8.4. Размеры и шифр шарошечных долот	158
4.8.5. Признаки отказа долот.....	159
4.9. Колонковые долота и вспомогательный инструмент.....	162
4.9.1. Цель и особенности разрушения горных пород кольцевым забоем.....	162
4.9.2. Основные схемы колонковых долот и конструктивные особенности керноприемных устройств.....	164
4.9.3. Бурильные головки	167
4.9.4. Факторы, влияющие на полноту отбора керна	172

4.9.5. Вспомогательный породоразрушающий инструмент.....	174
4.9.6. Инструмент и приспособления для ударно-канатного бурения.....	179
4.9.7. Техничко-экономические показатели работы долота	180
5. Бурильная колонна.....	182
5.1. Конструкция бурильной колонны	182
5.2. Условия работы и схемы расчета бурильной колонны.....	199
5.2.1. Условия работы бурильных труб при роторном бурении	199
5.2.2. Условия работы бурильных труб при турбинном бурении.....	206
5.3. Эксплуатация бурильной колонны	209
5.3.1. Подготовка бурильных труб к эксплуатации	209
5.3.2. Контроль износа и ремонт бурильной колонны	212
6. Режимы бурения	217
6.1. Влияние режима бурения на количественные и качественные показатели бурения.....	217
6.1.1. Влияние качества и количества бурового раствора.....	217
6.1.2. Влияние частоты вращения долота и осевой нагрузки	219
6.1.3. Взаимосвязь между параметрами режима бурения	221
6.2. Выбор способа бурения	222
6.3. Рациональная отработка долот	223
6.4. Разработка оптимальных параметров режима бурения.....	227
6.5. Методика определения оптимальных параметров режима бурения	232
6.5.1. При возможности выбора буровой установки.....	232
6.5.2. Применительно к имеющейся буровой установке.....	233
6.5.3. На основе обобщения опыта работы буровых бригад.....	236
6.5.4. О параметрах режима бурения при борьбе с различными осложнениями процесса бурения скважин.....	239
6.5.5. О параметрах режима бурения при отборе керна.....	239
6.6. Режимы бурения	240
6.6.1. При шнековом бурении	240
6.6.2. При ударно-канатном бурении	242
6.6.3. При вращательном колонковом и бескерновом бурении.....	243
6.6.4. Режимы бурения, применяемые в США	248
6.7. Контроль за параметрами режима бурения.....	249
6.7.1. Индикатор массы (веса)	249
6.7.2. Контроль за другими параметрами режима бурения.....	255
6.8. Подача инструмента.....	258
6.8.1. Механическая подача долота.....	258
6.8.2. Забойные устройства для подачи долота	262
7. Искривление скважин и бурение наклонно направленных стволов.....	264
7.1. Особенности технологии и технические средства управления траекторией ствола геологоразведочных скважин	264
7.2. Предупреждение искривлений глубоких скважин	266
7.3. Бурение наклонно направленных скважин	273
7.3.1. Профили наклонных скважин	273
7.3.2. Отклоняющие устройства, применяемые при бурении глубоких скважин	277

7.3.3. Ориентированный спуск бурильной колонны в скважину	280
7.3.4. Забойное ориентирование отклонителя.....	284
7.3.5. Особенности технологии бурения наклонно направленных скважин	288
7.4. Расчет и построение профиля наклонной скважины.....	290
7.5. Кустовое бурение скважин	296
7.6. Бурение многозабойных горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин.....	299
8. Промывка скважин.....	302
8.1. Глинистые растворы.....	302
8.1.1. Общая характеристика глинистых растворов	302
8.1.2. Определение свойств глинистых растворов.....	308
8.1.3. Функции глинистых растворов при бурении в нормальных и осложненных условиях	320
8.1.4. Специальные глинистые растворы.....	325
8.2. Использование воды в качестве промывочной жидкости	329
8.3. Буровые растворы на нефтяной основе	332
8.4. Бурение скважин с очисткой забоя воздухом или газом. Аэрированные промывочные жидкости и пены	335
8.5. Упрощенный гидравлический расчет промывки скважины.....	339
8.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	344
8.6.1. Оборудование для приготовления буровых растворов.....	344
8.6.2. Очистка буровых растворов	351
8.6.3. Методы дегазации промывочных жидкостей и регенерация утяжелителей.....	369
8.7. Выбор типа бурового раствора.....	373
8.8. Формы организации глинохозяйства	376
9. Крепление скважин.....	378
9.1. Общие понятия и представления.....	378
9.2. Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн.....	384
9.2.1. Оборудование низа обсадной колонны.....	384
9.2.2. Оборудование верхней части обсадной колонны.....	391
9.3. Стандартный расчет колонны обсадных труб	393
9.3.1. Нагрузки, действующие на обсадные трубы	393
9.3.2. Методика расчета равнопрочных колонн обсадных труб.....	394
9.3.3. Формулы для расчета колонн обсадных труб.....	406
9.4. Упрощенный расчет обсадных и насосно-компрессорных труб.....	410
9.5. Спуск обсадной колонны в скважину.....	413
9.5.1. Подготовка обсадных труб	413
9.5.2. Подготовка вышки и бурового оборудования	414
9.5.3. Подготовка скважины к спуску обсадной колонны	415
9.5.4. Спуск обсадной колонны в скважину.....	416
9.6. Цементирование скважин.....	418
9.6.1. Способы цементирования скважин.....	418
9.6.2. Тампонажные материалы	430
9.6.3. Оборудование для цементирования скважин.....	433

9.7. Методика расчета цементирования скважин	437
9.7.1. Расчет одноступенчатого цементирования.....	437
9.7.2. Определение необходимого количества цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин	446
9.8. Подготовительные работы и процесс цементирования.....	449
9.9. Заключительные работы и проверка результатов цементирования скважин	452
10. Вскрытие, испытание и освоение продуктивных пластов	456
10.1. Общие понятия и представления.....	456
10.2. Вскрытие и испытание продуктивных пластов	459
10.2.1. Вскрытие нефтяных пластов после спуска эксплуатационной колонны.....	459
10.2.2. Освоение и испытание нефтяных и водоносных пластов ...	461
10.3. Способы восстановления производительности скважин	467
10.3.1. Сущность декольматирования	467
10.3.2. Гидродинамические способы декольматирования.....	469
10.3.3. Гидрофизические способы декольматирования.....	475
10.3.4. Химические способы декольматирования	479
10.3.5. Комбинированные способы декольматирования	480
10.3.6. Оценка эффективности способов декольматирования	481
11. Осложнения при бурении скважин	484
11.1. Осложнения, обусловленные неустойчивостью горных пород в стенках скважины	484
11.1.1. Классификация нарушений целостности стенок скважины	484
11.1.2. Механизм проявления горного давления в скважине.....	488
11.1.3. Прогноз смещений стенок скважины.....	496
11.1.4. Расчет необходимой плотности бурового раствора	501
11.1.5. Оценка разупрочняющего действия бурового раствора	504
11.1.6. Проверка сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением	508
11.2. Способы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора.....	511
11.3. Предупреждение и ликвидация газовых, нефтяных и водяных проявлений	518
11.3.1. Газо-, нефте- и водопроявления	518
11.3.2. Грифоны и межколонные проявления.....	525
11.4. Особенности проводки скважин в условиях сероводородной агрессии.....	526
11.5. Особенности при бурении скважин в многолетнемерзлых породах.....	529
12. Аварии при бурении скважин и их ликвидация	532
12.1. Причины и виды аварий.....	532
12.2. Меры предотвращения основных видов аварий.....	533
12.3. Ликвидация аварий.....	538
12.3.1. Методы ликвидации прихватов.....	538

12.3.2. Работа с ловильным инструментом	542
12.3.3. Ликвидация аварий с бурильными трубами и долотами	547
12.3.4. Ликвидация аварий с турбобурами	548
12.3.5. Уход в сторону от оставшегося в скважине инструмента	549
12.3.6. Аварии с обсадными трубами	550
12.3.7. Организация работ при аварии	551
13. Особенности бурения скважин на море	552
13.1. Общие положения	552
13.2. Подводное устьевое оборудование	553
13.3. Особенности бурения морских нефтяных и газовых скважин.....	555
14. Особенности колтюбингового бурения	557
14.1. Производство буровых работ	557
14.2. Принципиальная схема расчета параметров колонны гибких труб при бурении.....	561
15. Строительство вертикальных горных выработок специальными способами.....	565
15.1. Общие представления.....	565
15.2. Бурение шахтных стволов	569
15.2.1. Бурение шахтных стволов в неустойчивых водоносных горных породах.....	569
15.2.2. Промывка забоя	574
15.2.3. Крепление шахтных стволов.....	576
15.2.4. Бурение шахтных стволов в крепких горных породах	581
15.3. Бурение скважины большого диаметра для создания вспомогательных стволов.....	582
15.4. Бурение замораживающих скважин	586
РАЗДЕЛ II. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ. ДОКУМЕНТАЦИЯ. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН	
16. Техничко-экономические показатели.....	594
16.1. Показатели эффективности бурения скважины	594
16.2. Баланс времени.....	597
16.3. Себестоимость бурения скважины.....	599
17. Документация	601
17.1. Первичная документация в бурении	601
17.2. Технический проект строительства скважины.....	602
18. Организация работ и ликвидация скважин	605
18.1. Цикл строительства скважины	605
18.2. Организация основных и вспомогательных технологических процессов.....	606
18.3. Ликвидация скважин	610
Литература	612

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1. Основные технологические процессы и способы бурения скважин
2. Проектирование конструкций буровых скважин
3. Технологическое оборудование для бурения скважин
4. Породоразрушающий инструмент для бурения глубоких эксплуатационных нефтегазовых и поисково-разведочных скважин
5. Бурильная колонна
6. Режимы бурения
7. Искривление скважин и бурение наклонно направленных стволов
8. Промывка скважин
9. Крепление скважин
10. Вскрытие, испытание и освоение продуктивных пластов
11. Осложнения при бурении скважин
12. Аварии при бурении скважин и их ликвидация
13. Особенности бурения скважин на море
14. Особенности колтюбингового бурения
15. Строительство вертикальных горных выработок специальными способами

1

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН¹

1.1. Общие технологические процессы

Бурение — сложный комплексный *технологический процесс* (ТП), состоящий из множества локальных (последовательных, параллельных и комбинированных) процессов. Все ТП можно условно разделить на общие и частные.

Общие ТП выполняются во всех без исключения группах скважин, а *частные* — только в конкретных группах, видах и разновидностях скважин. Все ТП, как общие, так и частные, подробно рассматриваются при описании способов и режимов бурения, а также использования технических и других средств, необходимых для их реализации. Далее рассмотрены общие технологические процессы.

Транспортирование бурового оборудования (БО) осуществляется в различных условиях (пересеченная, заболоченная местность), поэтому вопросам мобильности БО уделяется значительное внимание. По транспортабельности все буровые установки и комплексы разделяют на три группы:

- ❑ самоходные БУ — наиболее удобны для перемещения;
- ❑ передвижные (смонтированные на прицепах, санях, баржах и т.п.) — менее мобильны, так как требуют буксирования;
- ❑ стационарные — перемещаются отдельными блоками с помощью различных видов транспорта.

Монтаж и подготовка оборудования к работе подразумевают предварительное выравнивание площадки, необходимой для размещения оборудования, инструмента и материалов, оборудования резервуаров для хранения очистного агента (ОА) и выполнения других видов работ. Сложность монтажных и транспортных работ возрастает по мере увеличения глубины скважины, а также

¹ Главы 1–15 написаны по материалам работ [1, 3, 5, 7, 8, 11].

при производстве работ в подземных горных выработках, на акваториях морей и океанов и т.п.

Разрушение породы может быть объемным, усталостным и поверхностным (поверхностное истирание).

Объемное разрушение наиболее эффективно и лучше всего реализуется при бурении хрупких пород, в которых при превышении предела прочности на сжатие мгновенно возникает сеть микротрещин.

При *усталостном разрушении* (твердые непластичные породы) трещины образуются после многократного воздействия на породу, и поэтому эффективность разрушения существенно ниже.

Наиболее неблагоприятный режим разрушения — *поверхностное истирание* (твердые, непластичные породы), в процессе которого происходит отделение мельчайших частиц горной породы, что приводит к повышенному износу породоразрушающего инструмента.

Удаление породы с забоя и подъем ее на поверхность может производиться *непрерывно* (с помощью ОА или колонны шнеков) и *периодически* (с использованием одинарных, двойных и специальных труб). Наиболее часто удаление разрушенной породы с забоя производится при помощи промывки (продувки).

Промывка (продувка) — процесс очистки забоя от шлама и охлаждение породоразрушающего инструмента (ПРИ). Кроме того, промывка применяется для приведения в действие различных забойных машин, уменьшения силы трения бурового снаряда о забой скважины и других целей.

Крепление стенок скважины может происходить непрерывно с помощью очистного агента. Для надежного или длительного крепления стенок скважины используют обсадные трубы, а затрубное пространство цементируют.

Характер протекания каждого процесса может быть различным для конкретного вида или разновидности бурения, поэтому процесс выбирают в зависимости от ситуации (свойства и условия залегания пород, время года, особенности климата и другие факторы).

Спуск-подъемные операции (СПО) — комплекс действий, выполняемых при опускании бурового снаряда на забой скважины и его извлечении на поверхность. Основными действиями при СПО являются свинчивание, развинчивание и укладка бурильных труб.

Внедрение гибкой бурильной колонны (колтюбинг), различных специальных снарядов (снаряды со съёмным кернаприемни-

ком — ССК и КССК, комплекс гидровыноса керна — КГК, съемного ПРИ) позволяет минимизировать количество СПО.

Управление траекторией скважины — процесс искусственного искривления скважины при помощи отклонителей. Управление траекторией скважины включает: прогнозирование естественного искривления скважины, вызываемого геолого-техническими причинами; измерение зенитного и азимутального углов; установку стационарных и съемных клиньев; процесс набора необходимой интенсивности искривления (отбуривание от клина).

В последние годы наметилась тенденция к оперативному изменению траектории буримой скважины с помощью различных навигационных приборов и оборудования.

В зависимости от вида и разновидности бурения ТП могут выполняться последовательно, параллельно или комбинировано. Вращательные виды бурения более перспективны, так как позволяют параллельно с разрушением пород производить ее удаление, крепление стенок скважины очистными агентами и управление траекторией скважины.

Предупреждение и ликвидация аварий — комплекс работ, связанных с прогнозированием, профилактикой и устранением геологических и технико-технологических осложнений в скважине.

К *геологическим осложнениям* относятся нарушение устойчивости стенок скважины, поглощение ОА, газо-, нефте- и водопроявления, самопроизвольное искривление стенок скважины и т.п.

Технологическими осложнениями являются прихват, обрыв, затяжка, самопроизвольное развинчивание бурового снаряда, прижог или заклинивание ПРИ, образование сальников и желобов в скважине и т.п.

Изучение скважины — комплекс работ, направленный на обнаружение месторождений полезных ископаемых, исследование свойств вмещающих пород, контроль технического состояния скважины в процессе ее сооружения и эксплуатации. Производится с помощью геофизических методов исследования, кино- и фотосъемки, приборов и приспособлений, определяющих состояние скважины и наличие в ней аварийного инструмента или посторонних предметов.

Ликвидация скважины — комплекс работ, связанных с заполнением скважины, исчерпавшей свои информационные или эксплуатационные резервы, тампонажными материалами (цемент, глина и т.п.). *Ликвидационное цементирование* (тампонирование)

предохраняет водоносные горизонты от загрязнения поверхностными водами и вредными веществами, устраняет гидравлическую связь горизонтов. Ликвидация скважины включает восстановление исходного состояния рабочей площадки, в том числе рекультивацию, установку репера и другие виды работ.

1.2. Частные технологические процессы

Для каждой группы, вида и разновидности скважин характерны свои частные (результатирующие) ТП (табл. 1.1), обеспечивающие достижение конечной цели бурения.

При бурении *геологоразведочных скважин* (А1) основными задачами являются определение концентрации, изучение свойств и условий залегания полезных ископаемых (ПИ). Решение указанных задач достигается с помощью отбора и изучения образцов породы (керн).

Отбор керн — сложный технологический процесс, при котором горная порода разрушается не по всей плоскости забоя, а по кольцу, с сохранением внутренней части породы в форме столбика — керн. Отбор керн затрудняется множеством неблагоприятных геологических факторов: наличие рыхлых, неустойчивых, размываемых потоком бурового раствора, трещиноватых, переслаиваемых горных пород (ГП), залегающих под различными углами к горизонту. Для качественного отбора керн применяется большое количество технико-технологических средств бурения.

Таблица 1.1

Классификации скважин и технологических процессов

Группы, виды и разновидности скважин	Технологические задачи	Результатирующие технологические процессы
<i>Группа А. Разведочные общего назначения</i>		
А1	Геологоразведочные: опорные, параметрические, структурные, картировочные, поисковые, разведочные, эксплуатационно-разведочные	Изучение концентрации, свойств и условий залегания твердых ПИ Отбор керн Зондирование (А2) Прессиометрия (А2) Метод штампов

Окончание табл. 1.1

	Группы, виды и разновидности скважин	Технологические задачи	Результирующие технологические процессы
A2	Инженерно-геологические: разведочные, параметрические	Изучение несущих свойств ГП	(A2)
<i>Группа Б. Разведочно-фильтрационные</i>			
B1	Гидрогеологические: разведочные, наблюдательные, режимные Нефтегазовые: опорные, параметрические, структурные, картировочные, поисково-оценочные, разведочные	Изучение качества жидких и газообразных ПИ, а также фильтрационных характеристик ПГ	Вскрытие ПГ Опробование ПГ
B2	Геотехнологические: параметрические, гидрогеологические	Изучение возможности преобразования твердых ПИ в подвижное состояние	
<i>Группа В. Эксплуатационно-фильтрационные</i>			
B1	Водно-рассольные: добычные, дренажные, нагнетательные	Обеспечение эффективной фильтрации жидких и газообразных ПИ из пласта в скважину	Вскрытие ПГ Оборудование скважин
B2	Нефтегазовые: добычные, нагнетательные, специальные Геотехнологические: солевые, серные, угольные, полиметаллические, тепловые	Преобразование ПИ из твердого в подвижное состояние	Растворение, гидродобыча, выщелачивание, газификация ПИ, сжигание, выплавка (B2) Освоение скважин Откачка ПИ
<i>Группа Г. Эксплуатационно-технические</i>			
Г1	Несущие: буронабивные, буроинъекционные	Обеспечение качества сцепления опоры со стенками скважины	Монтаж несущих конструкций Цементирование Взрывные работы
Г2	Взрывные	Обеспечение безопасности взрывных работ	
Г3	Коммуникационные: трубопроводные, кабельные	Бурение скважины по заданной траектории	Управление траекторией скважины

При сооружении **инженерно-геологических скважин** (А2), наряду с отбором керна применяются зондирование, прессиометрия, метод штампов и гидрогеологические исследования (Б1).

Зондирование — процесс исследования плотности и прочности грунтов посредством принудительного (динамического или статического) внедрения в него металлического наконечника.

Прессиометрия — измерение радиальной устойчивости грунта посредством нагнетания в резиновую цилиндрическую камеру, установленную в скважине, жидкости или газа.

Метод штампов используется для определения модуля деформации грунта посредством нагружения (грузом, домкратом) установленной в скважине металлической плиты диаметром 320 мм.

При бурении **гидрогеологических скважин** (Б1) основными технологическими задачами являются изучение качества жидких и газообразных ПИ, определение фильтрационных характеристик продуктивных горизонтов. Данные задачи решаются в процессе вскрытия и опробования продуктивных горизонтов (ПГ).

Вскрытие продуктивных горизонтов — комплекс работ, включающих разбуривание ПГ при максимальном сохранении естественных свойств ПИ и фильтрационных характеристик ПГ.

Опробование *продуктивных горизонтов* включает отбор проб, определение дебита, удельного дебита, радиуса влияния скважины и т.п. Производится с помощью испытателей пластов, эрлифтов и насосов.

При бурении **геотехнологических скважин группы Б** (Б2) особое внимание уделяется изучению возможности преобразования твердых полезных ископаемых в подвижное состояние, целью которого является выбор оптимального процесса добычи ПИ (растворение, выщелачивание, гидродобыча, выплавка, сжигание, газификация и т.п.).

Основной задачей, решаемой при сооружении **водно-рассольных и нефтегазовых скважин** группы В1, является обеспечение режима эффективной фильтрации жидких и газообразных полезных ископаемых из пласта в скважину. Добыча жидких и газообразных ПИ — сложный комплексный технологический процесс, включающий вскрытие продуктивных горизонтов, оборудование и освоение скважин, отдачу полезных ископаемых.

Вскрытие продуктивных горизонтов эксплуатационно-фильтрационных скважин сопровождается засорением (кольматажем)

призабойной зоны скважины частицами шлама и бурового раствора. К тому же такие скважины, как правило, предполагают установку фильтра — сложный процесс оборудования призабойной зоны. Безфильтровые скважины бурят редко.

Освоение скважин — процесс восстановления естественных фильтрационных характеристик ПГ — осуществляется с помощью интенсивной откачки полезных ископаемых до момента достижения проектного дебита. После прокачки скважина переводится на проектный режим работы.

Основной задачей, решаемой при сооружении геотехнологических скважин группы В (В2), является преобразование ПИ из твердого в подвижное состояние.

Преобразование полезного ископаемого из твердого в подвижное состояние осуществляется с помощью растворения, гидродобычи, выщелачивания, выплавки, сжигания, газификации и других результирующих ТП, которые выбираются с учетом состава, свойств, условий залегания конкретного ПИ и других эколого-экономических и геолого-технических факторов.

Все **скважины группы Г** бурят сплошным забоем. При этом общей технологической задачей является поддержание устойчивости стенок скважины в процессе бурения. Она решается с помощью промывки скважин различными ОА или заполнением скважины цементным раствором по мере извлечения бурового снаряда.

Главной задачей при бурении *несущих скважин* (Г1) является обеспечение качественного сцепления сооружаемой буронабивной сваи со стенками скважины. Основные ТП в данном случае — это монтаж стальных несущих конструкций и их качественное цементование.

Сооружение *взрывных скважин* (Г2) связано с закладкой взрывчатых веществ на забой и их последующим взрыванием, поэтому специалисты-буровики должны проходить специальные подготовительные курсы.

Коммуникационные скважины (Г3) имеют, как правило, сильно искривленную траекторию. При этом наряду с проблемой проводки скважины по заданной траектории решаются вопросы, связанные с обеспечением устойчивости стенок скважины, что приобретает особое значение при сооружении горизонтально направленных (сильно искривленных) скважин.

Описанные выше общие и частные ТП на практике выполняются с использованием различных способов бурения. Следует отметить, что вращательные виды и разновидности бурения являются более перспективными по сравнению с другими, так как допускают параллельное выполнение нескольких ТП, что сокращает себестоимость работ.

1.3. Способы бурения скважин

Существуют различные способы бурения скважин (механический, гидравлический, электрический, огневой, лазерный и др.) и их комбинации. Однако на практике применяются механический вращательный или механический ударный способы бурения, а также их виды и разновидности. Другие способы используются крайне редко или находятся на стадии экспериментальных и теоретических разработок.

Виды и разновидности механического бурения могут применяться для сооружения скважин различного целевого назначения. Вращательное бурение более универсальное по сравнению с ударным и вибрационным, но в некоторых ситуациях (бурение валунно-галечных отложений, отсутствие или быстрое замерзание воды и т.п.) оказывается менее эффективным.

Варианты комбинирования видов и разновидностей бурения, их сущность, достоинства, недостатки и области применения приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Допустимые комбинации видов и разновидностей бурения и условия их применения

Виды бурения						Разновидности бурения				
I	II	III	IV	V	VI	С учетом геотехнологических условий	$L_{скв}$	$K_{бур}$	$\Gamma_{уст}$	$\Gamma_{тр}$
<i>По типу забойных вращателей</i>										
■	■	■			■	Турбинное* и винтовое*	<4000	I–XII	3–4	3–5
■	■	■			■	Электробурами*	»	I–XII	3–4	3–5

Продолжение табл. 1.2

Виды бурения						Разновидности бурения				
I	II	III	IV	V	VI	С учетом геотехнологических условий	$L_{скв}$	$K_{бур}$	$\Gamma_{уст}$	$\Gamma_{тр}$
<i>По типу забойных ударников</i>										
■	■	■			■	Гидро- (пневмо-)удар-новращательное	< 5000 (300)	VI–XI	1–2	3–5
<i>По средству транспортировки керна (шлама)</i>										
		■				Шнековое (без ОА)	< 50 (70)	I–IV	1–2	3–5
■	■	■				Съемным керноприемником (ССК)	< 2000	VI–XI	1–2	1–5
		■			■	Потоком очистного агента (КГК)	< 300	I–IV	1–2	3–5
■	■	■				Одиной колонковой трубой	< 4000	I–XII	3–4	5
■	■	■				Двойной колонковой трубой	»	I–IX	3–4	3–5
■	■	■	■	■		Специальной колонковой трубой	10000 и более	I–IX	3–4	3–5
■	■	■	■			Желонкой	< 500	I–III	3–4	5
■	■	■	■	■		Забивным стаканом («всухую»)	< 60	I–III	3–4	5
<i>По средству разрушения забоя</i>										
■	■	■			■	Алмазное+энергия потока жидкости	10000 и более	VI–XII	1–2	1–5
■	■	■			■	Твердосплавное + энергия потока	»	I–XII	1–4	1–5
■	■	■	■	■	■	Твердосплавное без ОА	< 200 (500)	I–XII	1–4	1–5
■	■	■			■	Гидродинамическое (потоком ОА)	»	I–II	3–4	5
■	■	■			■	Термическое	< 4000	I–XII	3–4	5
<i>По типу породоразрушающего инструмента</i>										
■	■	■				Коронкой (колонковым долотом)	4000 (10000)	I–XII	1–4	1–5
■	■	■	■		■	Долотом (бескерновое)	»	I–XII	1–4	1–5

Окончание табл. 1.2

Виды бурения						Разновидности бурения				
I	II	III	IV	V	VI	С учетом геотехнологических условий	$L_{\text{скв}}$	$K_{\text{бур}}$	$\Gamma_{\text{уст}}$	$\Gamma_{\text{тр}}$
<i>По способу промывки (продувки)</i>										
■	■	■			■	Прямой промывкой (продувкой)	10 000 и более	I–XII	1–4	1–5
■	■	■				Обратной промывкой (продувкой)	< 300	I–IV	3–4	5
■	■	■				Комбинированной промывкой	»	I–VIII	2–4	3–5
■	■	■	■			Призабойной промывкой	< 200 (500)	I–VIII	2–4	3–5
<i>По положению профиля скважины</i>										
■	■	■	■	■	■	Вертикальное	10 000 и более	I–XII	1–4	1–5
■	■	■			■	Наклонно и горизонтально направленное	< 5000	I–XII	1–4	1–5
<i>По месту заложения устья скважины</i>										
■	■	■	■	■	■	С поверхности земли (насыпи)	10 000 и более	I–XII	1–4	1–5
■	■	■	■	■	■	С поверхности воды (льда)	»	I–XII	1–4	1–5
■	■	■	■	■	■	Подземное (из горной выработки)	»	I–XII	1–4	1–5
<i>По назначению скважин</i>										
■	■	■	■	■		Разведочное	»	I–XII	1–4	1–5
■	■	■	■	■	■	Эксплуатационное	»	I–XII	1–4	1–5

* Применяется при $T_{\text{заб}} < 140 \text{ }^\circ\text{C}$ и $\rho_{\text{бур.раст}} = 950\text{--}1700 \text{ кг/м}^3$.

Примечание. Условные обозначения: I – колонковое (шпиндельное) бурение; II – роторное бурение; III – бурение подвижным вращателем; IV – ударно-канатное бурение; V – вибрационное бурение; VI – колтюбинг; $L_{\text{скв}}$ – глубина скважины; $K_{\text{бур}}$ – категория пород по буримости (см. табл. 1.3); $\Gamma_{\text{уст}}$, $\Gamma_{\text{тр}}$ – группа пород соответственно по устойчивости; ССК – снаряд со съемным керноприемником; КГК – комплекс гидровыноса керна.

Названия видов бурения происходят от названия основного рабочего механизма бурового станка, например, если это роторный вращатель, то вращательное роторное бурение; шпиндельный вращатель — вращательное шпиндельное (колонковое) бурение; подвижный вращатель — бурение подвижным вращателем; ударный механизм — ударно-канатное бурение; вибратор — вибрационное бурение. Другое название вращательного шпиндельного бурения — колонковое бурение — подчеркивает значимость керна при бурении разведочных скважин.

Названия разновидностей бурения происходят от названий забойных машин, механизмов и инструментов, способов промывки, а также положения устья скважины и ее траектории в пространстве. Например, при бурении гидро- и пневмоударниками — гидро- и пневмоударное бурение, турбо- и электробурами, винтовыми двигателями — турбинное и бурение забойными электродвигателями, винтовое бурение долотами и коронками — бескерновое и колонковое бурение.

Количество разновидностей бурения не ограничивается приведенными в табл. 1.2. Фактически любые изменения в составе технологического инструмента, рецептуре очистного агента или других средств бурения являются поводом для изменения или уточнения названия разновидности бурения.

В специальной литературе полные названия комбинаций бурения не применяют из-за громоздкости. Например, вращательное колонковое гидроударное бурение горизонтальных скважин из подземной горной выработки твердосплавными коронками с прямой промывкой одинарными колонковыми трубами коротко называют вращательным колонковым бурением или колонковым бурением, а также гидроударным или горизонтальным бурением. Каждое из названий подчеркивает значение той составляющей полного названия, которая в рассматриваемой ситуации является наиболее важной или на которую желают обратить особое внимание.

1.4. Виды бурения

1.4.1. Вращательное колонковое и роторное бурение

Вращательное колонковое бурение заключается в разрушении породы кольцевым забоем, что обеспечивает получение керна — столбика породы цилиндрической формы.

Бурение происходит следующим образом (рис. 1.1). Электродвигатели 19 приводят в действие буровой станок 7 и буровой насос 18. С помощью лебедки станка 16, талевого каната 12, талевого блока 11 с крюком и элеватором и кронблока 13 на забой скважины опускается буровой снаряд, состоящий из коронки 1, колонковой трубы 3, переходника 4 и колонны бурильных труб 5. Направляющая труба 6, соединенная с вертлюгом-сальником 10 и зажатая в патронах 9, соединяется с колонной бурильных труб 5 и приводится во вращение вращателем 8 (шпиндельного типа) бурового станка 7. Вращение через колонну бурильных труб передается коронке, которая разрушает породу. Предварительно буровым насосом 18 по нагнетательному шлангу 17 через вертлюг-сальник 10 внутри колонны бурильных труб на забой скважины подается очистной агент, который охлаждает коронку, удаляет шлам с забоя и выносит его по стволу скважины на поверхность. Проходя через очистные желоба 20 и отстойник 21, очистной агент попадает в зумпф, откуда снова всасывается через всасывающий шланг 23 насосом и подается в скважину.

При разбуривании устойчивых пород в качестве очистного агента используется техническая вода. При разбуривании неустойчивых пород в воду добавляют глину и различные реагенты. Эти растворы, циркулируя по скважине, образуют на ее стенках корку толщиной 3–6 мм, которая удерживает стенки скважины от обрушения. После заполнения колонковой трубы 3 керном 2 буровой снаряд поднимают на поверхность для его извлечения.

Через 50–100 м замеряют азимут и угол наклона скважины. При необходимости закрепляют опасные участки скважины обсадными трубами, после чего продолжают бурение.

Недостатками колонного бурения являются относительно небольшие диаметры бурения и необходимость остановки вращения (бурения) для перекрепления гидropатрона, с помощью которого создается осевая нагрузка на забой скважины.

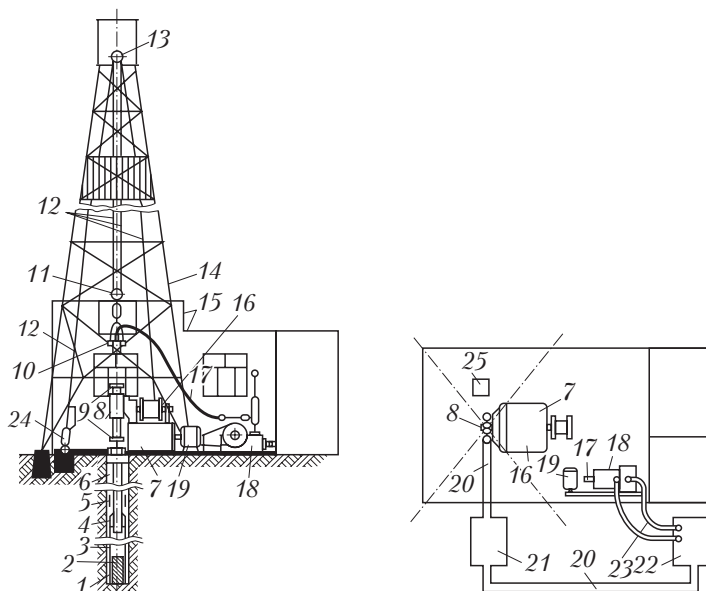


Рис. 1.1. Схема установки колонкового бурения:

1 – коронка; 2 – керн; 3 – колонковая труба; 4 – переходник с колонковой на бурильную трубу; 5 – колонна бурильных труб; 6 – направляющая труба; 7 – буровой станок; 8 – вращатель; 9 – зажимные патроны; 10 – вертлюг-сальник; 11 – талевый блок; 12 – талевый канат; 13 – кронблок; 14 – буровая вышка; 15 – буровое здание; 16 – лебедка станка; 17 – нагнетательный шланг; 18 – буровой насос; 19 – электродвигатель для привода станка и насоса; 20 – очистные желоба; 21 – отстойник; 22 – приемный бак; 23 – всасывающий шланг; 24 – индикатор веса, включенный в неподвижный конец каната; 25 – подсвечник

Колонковое бурение применяют для бурения скважин преимущественно с отбором керна, т.е. в основном при разведке твердых ПИ и бурении некоторых разновидностей эксплуатационно-технических скважин, в том числе из подземных горных выработок (группы А, Г), залегающих в пределах возможности (целесообразности) сооружения шахт и карьеров.

При **вращательном роторном бурении** используются буровые установки другой конструкции, однако схема бурения, т.е. разрушение породы, ее удаление и закрепление стенок скважины, аналогична применяемой при колонковом бурении (см. рис. 1.1). Роторное бурение принципиально отличается от колонкового типом вращателя, в качестве которого используется ротор.

Ротор обеспечивает вращение инструмента и его подачу на забой скважины под действием собственного веса (свободная подача). Непрерывность вращения и высокие значения величины крутящего момента позволяют бурить скважины большей глубины и диаметра.

Роторное бурение предназначено в основном для разведки и добычи жидких, газообразных и растворяемых ПИ (группы скважин Б и В), залегающих на различных глубинах — от нескольких метров (самоходные установки) до 10 км и более. Бурение ведется преимущественно в породах средней твердости и мягких, часто неустойчивых, реже в твердых и крепких.

1.4.2. Бурение подвижным вращателем

Основной отличительной особенностью бурения с подвижным вращателем от колонкового и роторного является сам подвижный вращатель (рис. 1.2), сочетающий достоинства колонкового (принудительная осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент) и роторного бурения — непрерывность вращения инструмента (не требует его перекрепления). Кроме того, подвижный вращатель включает в себя вертлюг-сальник, исключает необходимость применения гидropатрона и специальной ведущей трубы, выполняет СПО, позволяет использовать различные бурильные трубы (одинарные, двойные, шнековые). Указанные особенности бурения с подвижным вращателем позволяют непрерывно транспортировать керн (бурение с гидротранспортом керна) и шлам (шнековое и бескерновое бурение). Характер процессов разрушения породы и закрепления стенок скважины в основном аналогичны описанному в 1.4.1.

Недостаток бурения подвижным вращателем — ограничение глубины бурения из-за сложности изготовления компактных гидродвигателей большой мощности (100 кВт и более), которые являются основной составной частью подвижного вращателя. По этой причине в настоящее время сохраняется некоторый приоритет колонкового и роторного бурения в области сооружения скважин большой глубины и большего диаметра.

Следует также учитывать, что при колонковом, роторном и бурении подвижным вращателем (в отличие от ударно-канатного и вибрационного) в скважине, как правило, циркулирует очистной агент, с помощью которого могут работать забойные гидро- и пневмоударники, забойные машины (турбобуры, винтовые двигатели и

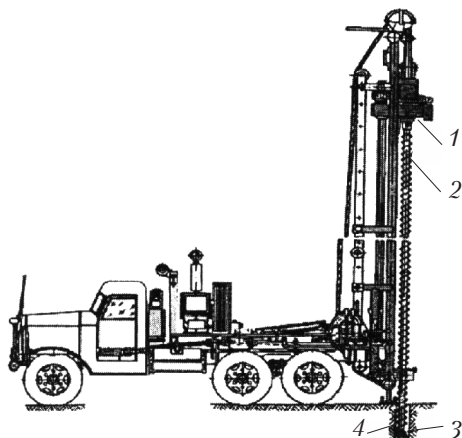


Рис. 1.2. Схема самоходной буровой установки с подвижным вращателем:
1 – подвижный вращатель; 2 – колонна шнеков; 3 – долото; 4 – шлам

электробуры) и алмазный породоразрушающий инструмент. Возможность использования указанных средств позволяет существенно увеличивать производительность вращательных видов бурения.

Сейчас установки, оснащенные подвижным вращателем, наиболее универсальны и перспективны, поскольку позволяют реализовать практически все виды и разновидности бурения и автоматизировать наиболее трудоемкий и опасный вид работ — СПО. При этом конструкция установок упрощается.

Достоинства установок, оборудованных подвижным вращателем, позволяют применять их при разбуривании всех групп скважин, сооружаемых с отбором и без отбора керна. Буровые установки, реализующие этот вид бурения, непрерывно совершенствуются, а объемы бурения с их использованием постоянно увеличиваются.

1.4.3. Ударно-канатное бурение

При ударно-канатном бурении порода разрушается посредством нанесения ударов. Вместо вращателя буровой станок оснащен ударным механизмом. В качестве ПРИ используются лопастные твердосплавные долота различных конструкций и забивные стаканы с расширительным кольцом. Длина рейса ограничена (0,4–0,8 м), так как внедрение долота или стакана производится без очистного агента.

Ударно-канатное бурение можно осуществлять не только с использованием установок ударно-канатного бурения (УКС 22М и УКС ЗОМ), но и серийных установок вращательного бурения, оснащенных лебедкой. При этом нанесение ударов производится не ударным механизмом, а с помощью лебедки бурового станка, что, однако, менее эффективно.

Существуют две разновидности ударно-канатного бурения: забивное (в связных грунтах) и клюющее.

Забивное ударно-канатное бурение производится без отрыва стакана от забоя. Удары при этом наносятся раздвижной штангой, устанавливаемой над стаканом. *Клюющее* — реализуется посредством подъема стакана (желонки, долота) над забоем и его сбрасывания. Стаканы применяют при бурении мягкопластичных и лёссовых пород, желонки — несвязных, долота — крупнообломочных.

Недостатки ударно-канатного бурения — ограниченная глубина скважин и высокая металлоемкость их конструкций, поэтому объемы этого вида бурения не увеличиваются.

Достоинствами ударно-канатного бурения являются бурение «всухую» (без очистного агента) и возможность принудительного заглубления колонны обсадных труб, в том числе опережающего, что удобно при бурении неустойчивых обводненных пород.

Ударно-канатное бурение применяют при разбуривании неглубоких скважин различного назначения (см. табл. 1.1) с отбором и без отбора керна, сооружаемых преимущественно в очень сложных геологических условиях (обводненный песок, валунно-галечные отложения и т.п.), связанных с обрушением стенок скважины.

1.4.4. Вибрационное бурение

Основным рабочим механизмом, используемым при вибробурении, является вибратор, устанавливаемый непосредственно на бурильную колонну, а при применении установок с подвижным вращателем — непосредственно на вращатель.

Недостатком вибрационного бурения является небольшая глубина скважин (15–25 м). К достоинствам этого вида бурения следует отнести возможность получения качественного керна в неустойчивых породах за счет погружения грунтоноса без применения очистного агента, что успешно реализуется при бурении инженерно-геологических скважин (см. табл. 1.1, группа А2).

1.5. Разновидности бурения

1.5.1. Турбинное и винтовое бурение.

Бурение электробурами

Турбинное бурение осуществляют с использованием забойной машины, называемой турбобуром.

Турбобур преобразует поступательное движение очистного агента, подаваемого буровым насосом по колонне бурильных труб, во вращательное движение турбины, передающей вращение на долото или коронку.

Турбинное бурение чаще всего сочетается с оборудованнием и процессами роторного бурения, может совмещаться с колонковым и бурением подвижным вращателем.

Турбобуры применяют при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI–XII категорий по буримости в интервалах бурения от 100 до 3000 м и более, когда плотность и вязкость бурового раствора невысокие, а также при разбурировании цементных мостов. Кроме того, турбинное бурение эффективнее роторного при искусственном искривлении скважин из-за повышенной гибкости секций турбобура.

Недостатками турбобуров являются высокая чувствительность к вязкости бурового раствора и высокая частота вращения, которая приводит к повышенной разработке ствола скважины при бурении мягких пород, а также ускоренному износу ПРИ и, следовательно, к увеличению количества СПО.

Сущность и области применения винтового и турбинного бурения аналогичны. Основное отличие заключается в конструкции винтового двигателя, имеющего меньшие габариты.

Основные достоинства винтовых двигателей по сравнению с турбобурами: повышенный вращающий момент; существенно меньшие длина и диаметр, что обеспечивает возможность бурения скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых и средней твердости пород VI–XII категорий по буримости.

Бурение электробурами аналогично турбинному и винтовому, отличие — в конструкции электробура.

Основные достоинства этой разновидности бурения: частота и момент вращения, а также другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины; возможность контроля процесса работы двигателя с поверхности. Основные недостатки: сложность подвода энергии к электродвигателю, особенно при повышенном давлении, необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Применяется при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI–XII категорий по буримости.

1.5.2. Гидро- и пневмоударное бурение

Гидро- и пневмоударники относятся к забойным двигателям. Они в отличие от турбинного и винтового бурения преобразуют поступательное движение очистного агента, подаваемого буровым насосом по колонне бурильных труб, в ударное движение рабочего органа гидро- или пневмоударника. Создание дополнительных динамических нагрузок на вращающийся ПРИ интенсифицирует процесс разрушения породы. Гидро- и пневмоударное бурение совместимо только с вращательными видами бурения, так как разрушение породы происходит в основном за счет вращения коронки или долота.

Недостатками гидроударного бурения являются повышенный расход очистного агента и высокая энергоемкость процесса, а пневмоударного — ограниченная глубина бурения и невозможность использования при наличии водоносных горизонтов. Кроме того, обе разновидности бурения мало эффективны при бурении вязких, пластичных пород.

Оптимальные области применения — скважины различного назначения (группы А, Б, В, Г), в геологическом разрезе которых присутствуют хрупкие, трещиноватые породы VI–XI категорий по буримости, подверженные объемному разрушению, а также направленное бурение крутопадающих пластов пород, способствующих искривлению скважины.

1.5.3. Шнековое бурение

Сущность шнекового бурения заключается в непрерывном транспортировании разрушенной породы с забоя скважины на по-

верхность в процессе углубки скважины. Разрушенная порода поднимается по винтовой поверхности шнека за счет его вращения. Очистный агент при шнековом бурении не используется.

Шнековое бурение в настоящее время реализуется с применением БУ, оборудованных подвижным вращателем.

Недостатки шнекового бурения — ограниченная глубина бурения (30–50 м) и невозможность бурения пород выше IV категории по буримости из-за нагрева ПРИ, что обусловлено отсутствием очистного агента.

Достоинствами шнекового бурения являются повышенная скорость бурения мягких пород за счет сокращения (до минимума) числа СПО и универсальность, заключающаяся в возможности выполнения различных операций на забое скважины через полую колонну шнеков (закачка цементного раствора при сооружении буронабивных скважин с последующей установкой арматуры, установка фильтров при бурении водозаборных скважин, отбор керна с помощью ударно-канатного бурения и т.п.). Отбор керна возможен также при использовании специальных колонковых шнеков.

Шнековое бурение широко используют при сооружении неглубоких скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г) и, прежде всего, гидрогеологических и инженерно-геологических.

1.5.4. Бурение снарядами со съёмным керноприемником

Сущность бурения ССК и КССК заключается в транспортировке керна с забоя скважины на поверхность без подъема бурильной колонны. Конструктивные отличия этих снарядов от обычного колонкового состоят в использовании съёмного керноприемника, устанавливаемого в специальную колонковую трубу, а также специальных колонн бурильных труб и коронок. СПО производится с помощью автономной лебедки с электроприводом.

Бурение ССК и КССК совместимо с оборудованием и процессами вращательного бурения.

Достоинства бурения ССК и КССК — повышение скорости бурения и снижение его трудоемкости за счет ускорения и упрощения СПО. Недостатками являются высокая стоимость бурового снаряда и узкая область применения.

Буровые снаряды со съёмным керноприемником используют при сооружении скважин различного назначения преимущественно группы А, а при необходимости и групп Б, В, Г.

1.5.5. Бурение с гидротранспортом керна

Сущность бурения с гидротранспортом керна заключается в непрерывном транспортировании керна с забоя скважины на поверхность в процессе углубки скважины. Транспортирование осуществляется восходящим потоком очистного агента, который закачивается в скважину по межтрубному зазору двойной колонны бурильных труб, а поднимается внутри колонны бурильных труб, увлекая за собой породу (обратная промывка).

Комплекс гидровыноса керна (КГК) в настоящее время используется только на буровых установках, оборудованных подвижным вращателем.

Достоинства бурения КГК — повышение скорости и снижение трудоемкости бурения за счет сокращения (до минимума) СПО. КГК используют при сооружении скважин различного назначения, относящихся к группе А. Недостатками этой разновидности вращательного бурения являются ограниченная глубина бурения (300 м) и возможность бурения исключительно мягких пород (I–IV категории по буримости) из-за недостатка энергии бурового насоса для продавливания монолитных горных пород через вертлюг-сальник.

1.5.6. Бурение колонковыми трубами, желонками и забивными стаканами

Колонковые трубы предназначены для отбора керна при использовании вращательных видов бурения.

Одинарные колонковые трубы применяются наиболее часто, прежде всего при бурении устойчивых пород, которые не разрушаются потоком очистного агента. При необходимости возможно бурение сыпучих и рыхлых пород без применения очистного агента — «всухую».

Двойные и специальные колонковые трубы используются для предотвращения размыва керна потоком очистного агента при его движении по межтрубному пространству.

Желонки чаще используются при ударно-канатном бурении (иногда при вращательном) для подъема керна сыпучих, рыхлых и принудительно раздробленных, превращенных в жидкую массу пород, за счет наличия в нижней части желонки клапана, удерживающего породу при подъеме.

Забивные стаканы служат для отбора ненарушенных образцов породы и используются наиболее часто при сооружении инженерно-геологических скважин.

Все перечисленные разновидности труб используются при сооружении скважин различного назначения, преимущественно группы А (при необходимости групп Б, В, Г).

1.5.7. Алмазное и твердосплавное бурение

Термин «алмазное» происходит от названия истирающего материала, которым армируется рабочая поверхность коронки или долота. **Алмазное бурение** применяют только в сочетании с промывкой, обеспечивающей качественное охлаждение алмазов.

Основное достоинство этой разновидности бурения заключается в возможности достижения высоких скоростей бурения в твердых абразивных породах. Недостатками алмазного бурения являются высокая стоимость алмазного бурения (инструмента), повышенная чувствительность к динамическим нагрузкам, качеству очистного агента и параметрам режима бурения.

Применяют при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI–XII категорий по буримости.

Происхождение термина «твердосплавное бурение» связано с типом материала, которым армирован породоразрушающий инструмент. **Твердосплавное бурение** хорошо сочетается с другими разновидностями и видами бурения и применяется в основном с промывкой (продувкой) очистным агентом, но при необходимости может осуществляться и «всухую». Оно имеет существенно большую область применения, чем алмазное бурение, благодаря своей универсальности. Основной недостаток этой разновидности бурения — низкая эффективность бурения в крепких и абразивных породах из-за быстрого износа ПРИ.

Применяют при бурении скважин различного назначения, разрез которых сложен самыми разными породами.

1.5.8. Гидродинамическое бурение

Сущность гидродинамического бурения заключается в разрушении забоя скважины потоком жидкости. Движение жидкости может быть инициировано с помощью эрлифта, бурового насоса или комбинации бурового и струйного насосов.

Применяют при сооружении безфильтровых водозаборных и геотехнологических скважин (группы Б, В), продуктивные горизонты которых сложены рыхлыми породами и водонепроницаемы.

Основной недостаток заключается в возможности разрушения только рыхлых пород (I–III категорий по буримости). Кроме того, сложно поддерживать заданную форму скважины.

1.5.9. Бурение с отбором керна и бескерновое бурение

Бурение с отбором керна (колонковое бурение) можно производить с помощью вращательного колонкового бурения (см. рис. 1.1), но при необходимости керна можно поднять, используя другие виды бурения.

При вращательном бурении (колонковом, роторном и подвижным вращателем) используются коронки или бурильные головки, а при ударно-канатном и вибрационном — забивные стаканы и желонки.

Бурение с отбором керна в основном применяют при сооружении скважин группы А, частично групп Б, В и Г, разрез которых состоит из пород различной твердости, трещиноватости, абразивности и т.п.

Бескерновое бурение (преимущественно роторное и бурение с подвижным вращателем) может сочетаться с остальными видами бурения — колонковым, ударно-канатным и вибрационным.

Основная задача при бескерновом бурении — своевременное удаление большого количества шлама, поскольку в этом случае порода разрушается по всей площади забоя.

Основные достоинства бескернового бурения — уменьшение числа СПО, высокая скорость бурения.

Области применения связаны с бурением эксплуатационных скважин различного назначения (группы Б, В, Г), а также разведоч-

ных скважин на твердые ПИ, при бурении которых не требуется отбор керна (группа А).

1.5.10. Бурение с промывкой (продувкой)

Сущность бурения скважин с промывкой (продувкой) заключается в обеспечении циркуляции очистного агента по скважине. Промывка (продувка) инициируется при вращательном бурении с целью охлаждения ПРИ, удаления разрушенной породы с забоя и выноса ее на поверхность, а также для закрепления стенок скважины в процессе бурения, создания гидростатического давления на продуктивные горизонты, уменьшения силы трения вращающейся колонны буровых труб о стенки скважины и т.п.

Циркуляция может происходить по различным схемам (прямая, обратная, комбинированная и призабойная) за счет подачи очистного агента с помощью насоса, компрессора или их совместного использования.

Бурение с прямой циркуляцией очистного агента благодаря простоте и универсальности широко используют при вращательном бурении всех групп скважин (А, Б, В, Г).

Бурение с обратной циркуляцией очистного агента применяют при роторном бурении эксплуатационных скважин (группы В, Г) большого диаметра глубиной до 300 м в неустойчивых породах с целью создания гидростатического давления, удерживающего стенки скважины от обрушения, а также при бурении с гидро- или пневмовыносом керна (группа А).

Бурение комбинированной циркуляцией применяют в основном при сооружении разведочных скважин эжекторными снарядами или гидроударниками с целью предотвращения размыва керна очистным агентом.

Бурение с призабойной промывкой (без использования насоса и компрессора) применяют при сооружении разведочных скважин вращательными видами бурения. Призабойная промывка служит для охлаждения породоразрушающего инструмента с помощью локальной циркуляции ОА, возникающей при периодическом подъеме инструмента над забоем скважины.

1.5.11. Наклонно и горизонтально направленное, вертикальное бурение

Сущность **наклонно направленного бурения** скважин заключается в комбинировании методов и технических средств для целенаправленного изменения траектории бурящейся скважины. Траектория таких скважин может отклоняться от вертикального положения принудительно (с помощью клиньев и других отклоняющих компоновок) или самопроизвольно (естественное искривление) из-за наклона пластов, наличия каверн, эксцентриситета бурильных труб и др.

Недостатками наклонно и горизонтально направленного бурения являются: высокая вероятность возникновения аварийной ситуации из-за использования клиньев; повышенные требования к прочности бурильных труб; необходимость частого использования отклонителей и приборов. К основным достоинствам наклонно направленного бурения относятся: возможность определения истинной мощности наклонных пластов и подсечения полезных ископаемых, залегающих в труднодоступных местах (горы, водоемы, болотистая местность и т.д.); возможность обхода естественных препятствий (зданий, дороги, реки и т.п.) при инженерно-техническом бурении.

Наклонно и горизонтально направленное бурение широко применяют при сооружении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г).

Вертикальное бурение является наиболее распространенным и универсальным и охватывает все способы, виды и разновидности бурения, с помощью которых сооружаются скважины самого разного назначения (А, Б, В, Г), поэтому основной объем информации (установки, оборудование, инструменты, способы выполнения различных процессов и т.п.) относится к вертикальному бурению.

Бурение с поверхности земли, воды или из подземных горных выработок, несмотря на некоторые отличия, имеет единую технологическую базу: задачи, процессы и ресурсы. Основной объем буровых работ приходится на скважины, пробуриваемые с поверхности земли, поэтому технико-технологические разработки, относящиеся к этой разновидности бурения, после частичной модернизации используют при бурении скважин с поверхности воды и подземных горных выработок. Отличия в основном касаются СПО, а также стабилизации надводных БУ и режимов бурения.

2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ БУРОВЫХ СКВАЖИН

2.1. Конструкции буровых скважин










Под *конструкцией скважины* подразумевается схема ее устройства: диаметры по интервалам глубины бурения; диаметры и длина колонн обсадных труб, глубина их спуска; места цементирования. Конструкция скважины влияет на все виды работ, составляющих процесс бурения, определяет их стоимость и качественное выполнение геологического задания.

Обсадные трубы необходимы для закрепления устья скважины и предохранения его от размывания, закрепления залегающих в верхней части разреза неустойчивых, водоносных и выветрелых горных пород, перекрытия зон разрушенных, раздробленных, неустойчивых и водоносных пород и других интервалов, закрепления карстовых пустот, перекрытия подземных горных выработок и толщи вод (при морском бурении).

Важное значение имеет выбор глубины установки башмака конечной (или промежуточной) колонны обсадных труб. Определяющими факторами при этом являются: устойчивость стенок скважины, минимальный объем работ в скважине при необходимости перебуривания или ликвидации осложнений.

Выбор конструкции скважин во многом зависит от характерных и наиболее важных технологических особенностей бурения. Выбирать следует наиболее простые, но в то же время надежные конструкции.

Графически конструкцию скважины представляют в виде разреза (без соблюдения масштаба, скважину условно изображают нисходящей, вертикальной, прямолинейной) вдоль ее оси (рис. 2.1) с указанием линейных и поперечных размеров; линейные размеры удобнее указывать в направлении от устья к забою скважины, поперечные — начиная с забоя скважины и далее в направлении к устью скважины.

№ слоя пород	Геологическая колонка	Интервал глубины, м		Мощность слоя, м	Горная порода	Категория пород по буримости
		от	до			
1		0,00	4,50	4,50	Суглинок	II
2		4,50	15,00	10,50	Глина песчаная	III
3		15,00	40,00	25,00	Песок глинистый водоносный	II
4		40,00	60,00	20,00	Глина плотная	IV
5		60,00	110,00	50,00	Известняк плотный доломитизированный	VI
6		110,00	150,00	40,00	Кремнистые сланцы	VIII
7		150,00	250,00	100,00	Альбитофиры слабо-трещиноватые	IX
8		250,00	290,00	40,00	Залежь руды	X
9		290,00	320,00	30,00	Альбитофиры плотные	IX

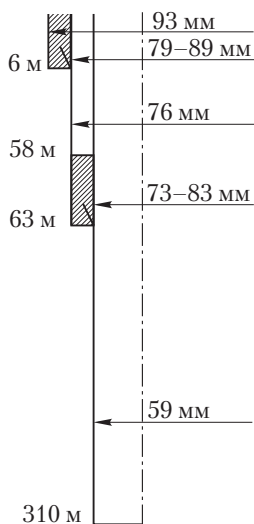


Рис. 2.1. Конструкция скважины колонкового бурения на твердые полезные ископаемые

При построении проектной конструкции скважины необходимо стремиться к минимальному количеству ступеней. Каждая ступень должна служить для установки на ней только соответствующей колонны обсадных труб. Если нет необходимости крепления скважины обсадными трубами, то не следует переходить на меньший диаметр, рассчитывая на последующее разбуривание ствола скважины, потому что в твердых породах это требует много времени, а в мягких может привести к образованию новой ветви в скважине.

Переход от большего к меньшему диаметру скважины необходимо осуществлять ниже контакта двух слоев пород. Нередко контакт двух слоев пород является ослабленным участком. На этом участке могут происходить утечка промывочной жидкости, размывание пород зоны контакта, перемещение колонны обсадных труб вниз по скважине и в итоге отвинчивание низа колонны, что является сложной аварией. Поэтому под любую колонну обсадных труб необходимо углубить скважину ниже ослабленного контакта слоев не менее чем на 2–5 м и установить башмак колонны на прочном основании.

В проектной конструкции скважины предусматриваются также диаметры обсадных труб и глубины установки их башмаков.

Разработанная схема конструкции с краткой, но достаточной характеристикой геологических условий бурения должна легко читаться. В ней все элементы конструкции обязательно увязываются с геологическим строением разреза и возможными зонами осложнений.

Обсадные колонны по назначению подразделяются на направление, кондуктор, промежуточные и эксплуатационные.

Направление, или **направляющая**, — колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевого части скважин от размыва буровым раствором и обрушения. Направление, как правило, одно. Однако возможны случаи крепления скважин двумя направлениями. Обычно направление спускают в подготовленный шурф или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда его забивают в породу, как сваю.

Кондуктор — это колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противо-

выбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин. Их может быть несколько.

Промежуточные обсадные колонны бывают нескольких видов:

□ сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

□ потайные (хвостовики) — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

□ летучки — специальные промежуточные обсадные колонны (установленные впотай), служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Эксплуатационная колонна — последняя (в порядке установки) колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и извлечения из скважины нефти, воды, песка, газа либо, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение ряда задач: упрощение конструкции скважин; уменьшение диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины; сокращение расхода металла и тампонирующих материалов; увеличение скорости бурения и снижение стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое количество рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн — *поворотные* и *сменные*.

Проектная конструкция обязательно составляется на каждую скважину или группу скважин. Она служит основанием для всех инженерных расчетов, связанных с бурением.

Для **составления проектной конструкции скважины** необходимы следующие исходные сведения: назначение и цель бурения скважины; геологическое строение данного участка; проектная длина ствола скважины и ее азимутальное и зенитное направления; необходимый конечный диаметр скважины.

Назначение и цель бурения скважины определяют выбор конечного диаметра и возможного способа разрушения пород забоя.

Описание геологического строения данного участка или района работ должно отражать литологический состав горных пород; физико-механические свойства пород и категории по буримости; трещиноватость, раздробленность, сыпучесть, пльвучесть с точки зрения устойчивости ствола скважины; набухание при впитывании влаги; наличие водоносных горизонтов; наличие зон поглощения промывочной жидкости или напорных вод; место возможных выбросов в скважину воды или газов; возможное наличие закарстованности (на каких глубинах и в каких породах). Кроме того, необходимо учитывать глубину расположения старых подземных выработок.

Проектная длина ствола скважины, ее азимутальное направление и зенитные углы существенно влияют на выбор конструкции. Во всех случаях необходимо учитывать направление скважины, условия ее бурения (с поверхности, из подземной горной выработки, с плавсредства) и глубину. Условия сооружения скважины с учетом ее глубины и направления влияют на выбор буровой установки, способ выполнения спускоподъемных операций при бурении и т.п.

Выбор конкретного диаметра скважины зависит прежде всего от целей бурения (скважина на твердые, жидкие, газообразные полезные ископаемые или для других целей — скважина для подземного выщелачивания, инженерно-геологическая и др.).

В благоприятных геологических условиях (относительно устойчивые породы) зазор между двумя соседними обсадными колоннами (между колонной и стенкой скважины) может быть минимальным. В условиях обрушающихся и набухающих пород при значительной длине интервала обсаживания для беспрепятственного спуска следует предусматривать большой зазор между колонной и стенкой скважины.

В монолитных устойчивых породах установку обсадных колонн вообще можно не предусматривать.

Конструкция буровой скважины существенным образом зависит от цели и условий бурения, поэтому единой методики проектирования конструкции, подходящей для любой буровой скважины, быть не может. Далее рассмотрены методики проектирования конструкций наиболее характерных типов буровых скважин.

Методика проектирования конструкций разведочных скважин на твердые

2.2. полезные ископаемые

При бурении на твердые полезные ископаемые обычно принимают конечный диаметр буровых коронок 76, 59 или 46 мм (кроме бурения на строительные материалы, каменные угли, бокситы, минеральные соли и бурения на россыпях).

Для обеспечения отбора керна различными колонковыми наборами в чрезвычайно сложных геологических условиях может быть принят конечный диаметр 93 мм.

При бурении на каменные угли основной конечный диаметр буровых коронок 76 мм (в плотных углях — 59 мм), на минеральные соли — 93 мм, на бокситы — 93 и 112 мм (в плотных бокситах — 59 мм).

Когда геологический разрез слабо изучен или на данном участке возможны различные осложнения при бурении скважин, выбранный конечный диаметр скважины оставляют запасным (резервным). В этом случае вся проектная конструкция скважины должна быть на один диаметр больше.

Всесоюзный институт техники разведки (ВИТР) разработал рекомендации по выбору конечных диаметров бурения в зависимости от группы месторождений (табл. 2.1) и генетических типов (табл. 2.2), а также габаритов геофизической аппаратуры (табл. 2.3).

При выборе конструкции скважин необходимо стремиться к использованию наиболее простых одноколонных конструкций.

Таблица 2.1

**Рекомендации по минимально допустимым
диаметрам керна в зависимости от вида полезного ископаемого
и характера его распределения**

Группа	Характер распределения компонентов	Характеристика месторождений и полезные ископаемые	Минимально допустимый диаметр керна, мм	Диаметр скважины, мм
I	Весьма равномерный	Наиболее выдержанные месторождения черных металлов, химического сырья (сера, мышьяк, фосфор). Подавляющее большинство месторождений угля и горючих сланцев	22	36
II	Неравномерный	Подавляющее большинство месторождений цветных металлов. Некоторые месторождения никеля, редких металлов, золота. Сложные месторождения полезных ископаемых группы I	22–32	36–46
III	Весьма неравномерный	Большинство месторождений редких, некоторых цветных и благородных металлов; наиболее сложные по форме и нарушенные месторождения цветных металлов, не вошедшие в группу II	32–42	46–59
IV	Крайне неравномерный	Мелкие и весьма нарушенные месторождения редких и благородных металлов с очень сложным распределением компонентов; месторождения, не вошедшие в группы I–III	42–60	59–76

Примечание. Меньшее значение диаметра керна допускается при благоприятных текстурах пород.

Таблица 2.2

Минимально допустимые диаметры керна и скважин

Генетические типы месторождений и главнейшие промышленные типы руд	Допустимые диаметры керна, мм		Диаметр скважины, мм
	из зарубеж- ной практики	рекомен- дуемые	
<i>Магматические месторождения</i>			
Хромитовые	20,6	22	36
Титаномагнетитовые	38,0	32	46
Медно-никелевые	22,2–32,0	32–42	46–59
Редкометалльные	–	32	59–76
<i>Пегматитовые месторождения</i>			
Редкометалльные	28,6–41,3	42–60	59–76
<i>Контактово-метасоматические (скарпные) месторождения</i>			
Железные	28,6	32	46
Молибдено-вольфрамовые	28,6	32–60	46–76
Медные	28,6	32	46
Руды других металлов (золота, свинца, цинка)	–	32	46
<i>Гидротермальные месторождения</i>			
Медно-порфириновые	–	42	59
Колчеданные	28,6	32	46
Медистые песчаники	22,2	22	36
Сидеритовые	28,6	22	36
Вольфрамомолибденовые	28,6–54,0	32–60	46–76
Оловянные	23,8–33,3	32–42	46–59
Свинцово-цинковые	28,6	32–42	46–59
Сурьмяно-ртутные и мышьяковые	–	60	76
Золотые	19,0–28,3	22–32	36–46
Уранованадиевые	19,0	22	36
<i>Осадочные месторождения</i>			
Силикатные никелевые	–	22–42	36–59
Золотоносные	28,3	32	46
Бокситы	28,6	32–42	46–59
<i>Метаморфогенные месторождения</i>			
Железистые кварциты	20,6	32	46
Золотоносные конгломераты	31,4	32	46

Примечание. Рекомендация для ряда руд нескольких диаметров керна обусловлена фактическими результатами опробования.

Таблица 2.3

**Минимально допустимые диаметры скважин в зависимости
от габаритов геофизической аппаратуры**

Назначение аппаратуры	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	Номинальный диаметр скважины, в которой возможно применение данной аппаратуры, мм
<i>Каротажная аппаратура</i>		
Радиометрические исследования	28–60	36–76
Магнитометрия	40	46
Термокаротаж	40	46
Резистивиметрия	50	59
Инклинометрия	25–70	36–76
Кавернометрия	70	76
<i>Аппаратура для изучения околоскважинного пространства</i>		
Векторная магнитометрия	40	46
Радиопросвечивание	38–50	46–59
Амплитудно-фазовые измерения	53	59

Следует также учитывать одно из основных требований к конструкции скважин при алмазном бурении — рациональное сочетание диаметров бурильных колонн и диаметров скважин (диаметров открытого ствола скважины и внутренних диаметров предыдущих обсадных колонн). Поэтому при выборе конструкции нужно избегать применения обсадных колонн, спущенных впотай, и ступенчатости открытого ствола скважины. В благоприятных случаях следует предусматривать спуск всех обсадных колонн с поверхности с последующим извлечением их по окончании бурения для повторного использования. При неалмазном способе бурения в экономически оправданных ситуациях допустимо применение потайных обсадных колонн для перекрытия зон нарушений или подземных горных выработок.

Применение потайных обсадных колонн и бурение в ступенчатом открытом стволе категорически запрещается при использовании комплекса снарядов со съемными керноприемниками (ССК).

Ступенчатость ствола скважин при алмазном бурении допускается в аварийных ситуациях или в глубоких (более 1000 м) скважинах, когда в нижних интервалах бурение ведется на сравнительно небольших (400–500 мин⁻¹) частотах вращения; в этих же случаях допускается и применение потайных обсадных колонн.

Затрубный зазор между стенками скважины и наружной поверхностью колонны обсадных труб нужно обязательно тампонировать глиной или цементным раствором.

В зависимости от назначения и срока действия скважины тампонирующие производят:

- в неглубоких разведочных скважинах на высоту 1–3 м от места установки башмака колонны;

- в глубоких разведочных и эксплуатационных скважинах, рассчитанных на длительный срок их действия, по всему затрубному зазору до устья скважины цементным раствором.

При сооружении скважин обязательно (кроме случаев выхода устойчивых коренных пород на поверхность) предусматривается установка направляющей трубы и кондуктора.

Направляющую трубу нужно устанавливать на глубину 3–6 м и тампонировать затрубный зазор от башмака до устья скважины. Она служит для предотвращения размыва устья скважины, направления промывочной жидкости в желобную систему и предотвращения размыва площадки под буровой установкой. Забуривание скважины под направляющую трубу производится при минимальном количестве промывочной жидкости, подаваемой в скважину, пониженной осевой нагрузке на забой и минимальной частоте вращения бурового снаряда. Забуривание под направляющую трубу обычно производится коронками, а не долотами. При бурении долотами требуется подача большого количества промывочной жидкости, что приводит к размыву площадки, устья и ствола скважины.

Кондуктор предназначен для закрепления неустойчивых и водоносных пород и сохранения заданного направления скважины на глубину 20–60 м. Башмак кондуктора устанавливают в устойчивых коренных породах и обязательно тампонируют, а при глубоком бурении тампонируют все затрубное пространство.

В конструкции скважины кроме направляющей трубы и кондуктора иногда должна быть предусмотрена установка колонн обсадных труб для закрепления крайне неустойчивых пород, которые обваливаются со стенок скважины даже при применении специальных промывочных растворов, разобщения (изоляция) одних водоносных горизонтов от других, ликвидации катастрофического поглощения промывочной жидкости, перекрытия подземных горных выработок.

В проектной конструкции скважины для некоторых условий бурения следует предусматривать дополнительную колонну обсадных труб, которая защищает первую от быстрого износа ее бурильными трубами. Для этого в скважину спускают вторую (защитную) колонну обсадных труб или одну колонну, собранную из толстостенных обсадных труб.

Для типизации конструкций скважин (см. рис. 2.1) рекомендуется шифр, предложенный Е.А. Козловским, включающий:

- глубину скважины (проектную или фактическую), м;
- способ бурения на конечной глубине (А — алмазными коронками; Т — твердосплавными коронками; Г — гидроударниками; П — пневмоударниками; Ш — шарошечными долотами; АС — комплексами ССК или КССК; АГ — гидроударниками с алмазными коронками);

- конечный диаметр скважин (46, 59, 76, 93), мм;

- сложность конструкции скважин по числу обсадных колонн (I, II, III, БО — без обсадки);

- диаметр, вид бурения и глубину каждой ступени открытого ствола.

В табл. 2.4 приведены некоторые рекомендуемые рациональные конструкции скважин при разведке различных полезных ископаемых. Конструкции скважин можно классифицировать и другими способами. Приведенные рекомендации по проектированию конструкций скважин, естественно, не охватывают всего многообразия условий бурения.

Таблица 2.4

Рекомендуемые рациональные конструкции скважин

Вид ПИ	Глубина бурения, м	Шифр конструкции
Уголь	0–300	300 А (Т) 59 П ₁ (73Н)
	0–700	700 А (Т) 59 П ₁ (73Н)
	0–1000	1000 А (АС) 59 П I ₁ (108Н)I ₁ (89НЗ)
		1000 А 59 П ₁ (89НЗ) А76 600 (700)
	0–1500	1500 А (АС) 59 П I ₁ (108Н)I ₁ (89НЗ)
		1000 А 59 П ₁ (89НЗ)А76 800 (1000)
	0–2000 и более	2000 А (АС) 59 П I ₁ (127Н)I ₂ (89Н) А76
		1000(1200)
		2000 А 176 59 Ш I ₁ (146Н)I ₂ (127Н) I ₃ (89НЗ) Т93 (800)

Окончание табл. 2.4

Вид ПИ	Глубина бурения, м	Шифр конструкции	
Железо	0–300	300 А 59 II ₁ (73Н) 300 А 46 II ₁ (57Н)	
	0–500	500 А 59 II ₁ (73Н) 500 А 59 II I ₁ (89Н) I ₂ (73Н) 500 А 46 II I ₁ (73Н) I ₂ (57НЗ)	
		700 А 59 II ₁ (89НЗ) 700 А 46 II ₁ (73НЗ) 700 А 59 II I ₁ (89Н) I ₂ (73Н) 700 А 46 II I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ)	
	0–700	1000 А 46 II I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ) А 59 700 (800) 2000 А 59 II I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ) А 76 1100(1200)	
	0–1000 0–2000 и более		
Бокситы	0–700	700 А(Г) 59 II I ₁ (89Н) I ₂ (73Н)	
	0–1000	1000 А 59 II I ₁ (108Н) I ₂ (73НЗ) 1000 А 59 II I ₁ (127Н) I ₂ (108Н) А 76 500(700)	
	0–1500	1500 А 59 II I ₁ (108Н) I ₂ (73НЗ) 1500 А 59 II I ₁ (127Н) I ₂ (108НЗ) А 76 800(1000)	
Золото	0–300	300 А 59 I I ₁ (73Н) 300 А 46 I I ₁ (57Н)	
	0–500	500 А (АС) 59 I I ₁ (73Н) 500 А (АС) 46 I I ₁ (57-4,5)	
Медь	0–300	300 А (АС, Г) 59 I I ₁ (73Н) 300 А (АС) 46 I I ₁ (57Н)	
	0–1000	1000 А (Г) 59 I I ₁ (89НЗ) 1000 АС 59 I I ₁ (73-5) 1000 АС 46 I I ₁ (57-5)	
		0–1500	1500 А 59 I I ₁ (108НЗ) А 76 800(1000) 1500 АС 59 I I ₁ (73-5)
Никель	0–700	700 А (АС) 59 I I ₁ (73Н) 700 А 46 I I ₁ (73НЗ) 700 АС 46 I I ₁ (57-4,5)	
	0–1500 и более	1500 А 59 I I ₁ (73 НЗ) 1500 А 59 I I ₁ (73 НЗ) А (III) 76 800(1000) 1500 АС 59 I I ₁ (73-5) 1500 А 59 II I ₁ (89Н) I ₂ (73НЗ)	
Слюда	0–300	300 (500) А 59 I I ₁ (73Н)	
	0–500	300 (500) АС 76 I I ₁ (89Н)	
Олово	0–300	300 (500) А 59 I I ₁ (73Н)	
	0–500	300 (500) АС 76 I I ₁ (89Н)	
Цинк и свинец	0–300	300 (500) А (АС) 59 I I ₁ (73Н)	
	0–500	300 (500) АС 76 I I ₁ (89Н)	

Пример. Написать шифры конструкций скважин.

1) Скважина проектной глубиной 500 м алмазного бурения двухколонной конструкции — первая (считая сверху) колонна на глубину 50 м из труб диаметром 89 мм ниппельного соединения, вторая — до глубины 150 м из труб диаметром 73 мм ниппельного соединения, конечный диаметр скважины 59 мм.

Решение

Шифр конструкции: 500 А 59 II 50 (89Н) 150 (73Н).

2) То же, но последняя колонна из труб безнипельного соединения, бурение открытого ствола комплексом ССК.

Решение

Шифр конструкции: 500 АС 59 II 50 (89Н) 150 (73БН).

3) Скважина глубиной 1520 м твердосплавного бурения конечным диаметром 76 мм трехколонной конструкции — третья колонна длиной 50 м составлена из труб ниппельного соединения диаметром 108 мм, опущена впопад на глубину 350 м; вторая колонна — до глубины 200 м из труб ниппельных заготовок диаметром 146 мм; первая колонна (направляющая труба) ниппельного соединения диаметром 168 мм опущена до глубины 17 м; открытый ствол скважины имеет ступенчатую форму, причем до глубины 917 м бурение велось шарошечными долотами диаметром 93 мм.

Решение

Шифр конструкции: 1520 Т 76 III 17(168Н) 200 (146НЗ) 350(108Н/50) 93III917.

Методика проектирования конструкций

2.3. эксплуатационных скважин на нефть и газ

При бурении на нефть и газ конструкция скважин определяет число спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, высотой подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Характеристики указанных показателей при выборе конструкции скважины в общем случае зависят от комплекса неуправляемых и управляемых факторов.

К *неуправляемым факторам* относятся следующие: геологические условия месторождения — глубина залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства; пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород; физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на колонны горного давления и т.д.

К *управляемым факторам* можно отнести цель и способ бурения; число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию; способ вскрытия продуктивных горизонтов; материально-техническое обеспечение.

В первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола.

Под **несовместимостью условий бурения** понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

При проектировании конструкции скважины строится совмещенный график изменения эквивалента градиента пластового давления, эквивалента градиента давления гидроразрыва и эквивалента градиента гидростатического давления столба бурового раствора по глубине залегания рассматриваемого горизонта:

$$\rho_{\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл}}}{0,01h}, \quad (2.1)$$

$$\rho_{\text{гр}} = \frac{P_{\text{гр}}}{0,01h}, \quad (2.2)$$

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{P_{\text{бр}}}{0,01h}, \quad (2.3)$$

где $\rho_{\text{пл}}$, $\rho_{\text{гр}}$, $\rho_{\text{бр}}$ — эквивалент соответственно градиента пластового давления $P_{\text{пл}}$, давления гидроразрыва $P_{\text{гр}}$ и гидростатического давления столба бурового раствора $P_{\text{бр}}$; h — глубина залегания рассматриваемого горизонта, м.

Эквивалент градиента давления — это та относительная плотность некоторой жидкости, столб которой на глубине h создает давление, равное пластовому (поровому) давлению $P_{\text{пл}}$, давлению гидроразрыва $P_{\text{гр}}$ или столба бурового раствора $P_{\text{бр}}$.

Величины $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{гр}}$ определяют на основании данных промыслово-геофизических исследований или прогнозируют. В интервалах залегания высокопластичных пород (например, галита при высоких давлениях и температуре) вместо $P_{\text{пл}}$ для определения $\rho_{\text{пл}}$ может быть использовано боковое горное давление. В интервалах интенсивного

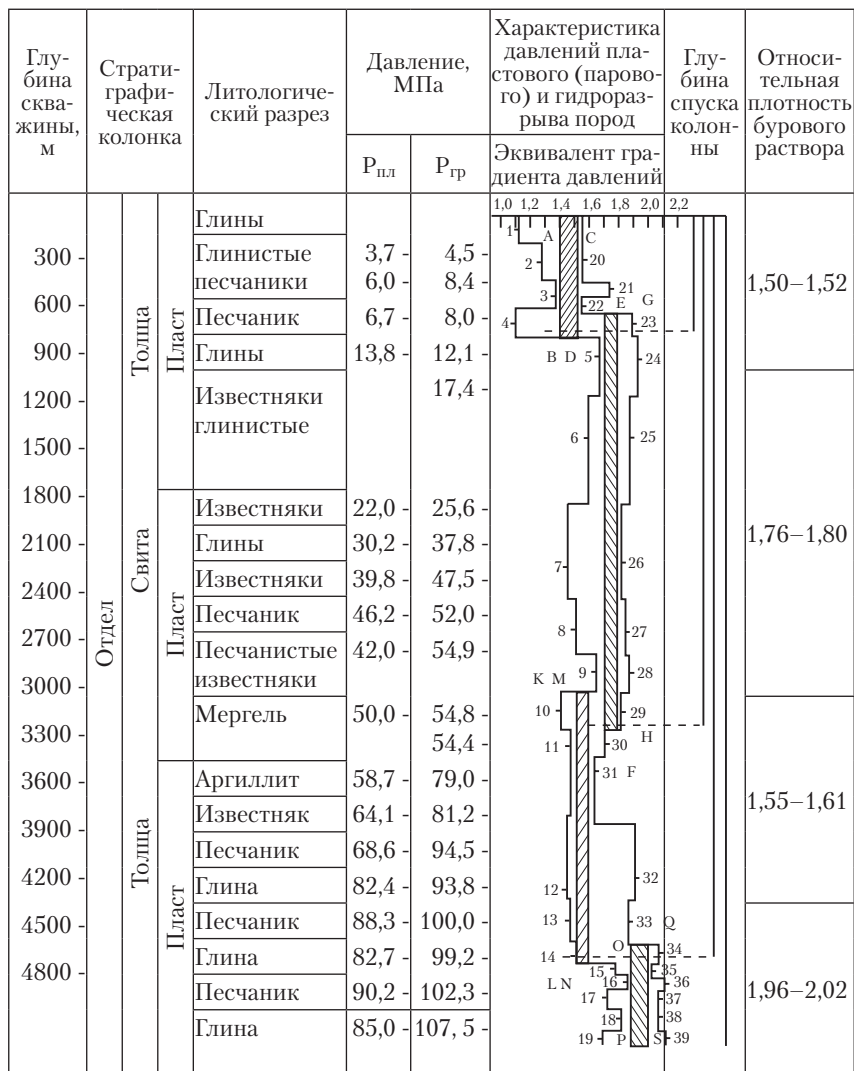


Рис. 2.2. Совмещенный график эквивалентов градиентов давлений для выбора конструкций скважин

поглощения бурового раствора, ликвидировать которые в процессе бурения не удастся, вместо $P_{гр}$ при определении $\rho_{гр}$ можно использовать давление, при котором происходит интенсивное поглощение.

Линии изменения $\rho_{пл}$, $\rho_{гр}$ и $\rho_{бр}$ определяют зоны совместимости внешних условий и значений одного из основных параметров бурового раствора — его относительной плотности (рис. 2.2).

Наиболее значимые требования, по которым определяется диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями надежной эксплуатации скважины (добыча нефти или газа, разобщение ПГ и изоляция их от других горизонтов, закачивание агентов в пласты).

Диаметры промежуточных обсадных колонн, а также кондуктора и направления выбирают в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной, между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала.

Диаметр долота D_d (мм) для бурения под обсадную колонну рассчитывают по формуле

$$D_d = D_{о.к} + 2\Delta_1, \quad (2.4)$$

где $D_{о.к}$ — наружный диаметр обсадной колонны, мм; Δ_1 — рекомендуемое значение радиального зазора, мм (табл. 2.5).

Таблица 2.5

**Рекомендуемые значения радиального зазора Δ_1
между скважиной и обсадной колонной**

Условный диаметр обсадных труб $D_{о.к}$, мм	Радиальный зазор Δ_1 , мм
114; 127	10–15
140; 146	15–20
168; 178; 194	20–25
219; 245	25–30
276; 299	30–35
325; 340; 351	35–45
377; 406; 426; 473; 508	45–50

Величины зазоров на конкретных месторождениях уточняются в зависимости от длины интервала выхода из-под башмака предыдущей колонны, степени искривления ствола скважины, совершенства технологии, обученности бригад и других факторов.

Конечный диаметр бурения выбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, который принимается в соответствии с возможным суммарным дебитом продуктивного пласта (табл. 2.6).

Таблица 2.6

Соответствие рекомендуемого условного внешнего диаметра эксплуатационной колонны и суммарного дебита продуктивного пласта

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Суммарный дебит, м ³ /сут.	Рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /сут.	Рекомендуемый наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40–100	127–140	75–250	114–146
100–150	140–146	250–500	146–168
150–300	168–178	500–1000	168–219
> 300	178–194	1000–5000	219–273

Выбор конструкции призабойного участка скважины производится согласно схеме, представленной на рис. 2.3. При этом возможны следующие варианты:

□ конструкции с открытым забоем (рис. 2.3, *а, б, в*) — продуктивный горизонт открыт и не зацементирован, при этом конструкция может быть как с фильтром, так и без него;

□ конструкции забоев смешанного типа (рис. 2.3, *г, д*) — нижняя часть продуктивного объекта открыта, а верхняя — перекрыта обсадной колонной с последующим ее цементированием и перфорацией;

□ конструкция с закрытым забоем (рис. 2.3, *е*) — продуктивные горизонты перекрыты сплошной или потайной колонной с последующим цементированием скважины и вскрытием пласта перфорацией;

□ конструкция забоя для предотвращения выноса песка (рис. 2.3, *ж*) — против продуктивного пласта установлены забойные фильтры;

□ конструкция забоя для предотвращения выноса песка (рис. 2.3, *з*) — призабойная зона закреплена проницаемым тампонажным материалом.

Методика проектирования эксплуатационных геотехнологических

2.4. скважин

2.4.1. Конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивания металлов

При выборе конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивания (ПВ) полезных ископаемых с использованием кислотных растворителей металла необходимо учитывать следующее:

- обеспечение высокой стойкости материала обсадных труб к химически агрессивным средам, а также механической прочности обсадных труб в условиях горного давления и гидродинамических нагрузок, внутреннее сечение обсадных труб должно допускать производство ремонтно-восстановительных работ, цементирование скважин для создания гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов и проведение необходимых геофизических и гидрогеологических наблюдений за ходом процесса ПВ;

- возможность создания надежной гидроизоляции надрудного горизонта, особенно в случае эксплуатации маломощных рудных тел, находящихся в зоне водоносных горизонтов;

- в процессе бурения не должна нарушаться целостность нижнего водоупора, в случае перебуривания водоупора необходимо предусматривать в дальнейшем его тампонирующее;

- утяжелитель для спуска в скважину полиэтиленовых обсадных колонн необходимо изготавливать из инертных материалов или же он должен быть извлекаемым;

- при оборудовании нижней части фильтра отстойником с окнами для облегчения освоения скважины необходимо предусматривать возможность перекрытия окон после окончания работ по освоению;

- для предохранения затрубного пространства скважин от проникновения с поверхности рабочих растворов следует использовать специальное оборудование устья;

□ срок службы скважин должен быть не менее срока отработки блока.

При отработке месторождений полезных ископаемых методом подземного выщелачивания особые требования предъявляются и к фильтрам буровых скважин.

На выбор проектных конструкций эксплуатационных скважин ПВ оказывают влияние следующие основные факторы: геологические и гидрогеологические условия месторождения (физико-механические свойства пород, глубина залегания продуктивного пласта, наличие в разрезе водоносных горизонтов и др.); принятая система отработки месторождения и схема размещения эксплуатационных скважин; проектная производительность добычных скважин; тип и конструкция раствороподъемных устройств; геофизическое расположение месторождения; назначение скважин и др.

Конструкции откачных и нагнетательных технологических скважин отличаются только диаметром применяемых эксплуатационных колонн: откачные скважины обычно оборудуются колоннами большего диаметра. Диаметры скважин и эксплуатационных колонн определяются размерами раствороподъемных устройств (эрлифты, погружные насосы и др.).

На рис. 2.4 показаны конструкции одноколонных эксплуатационных скважин, наиболее широко применяемых при подземном выщелачивании пластовых месторождений. В некоторых случаях при значительных глубинах залегания продуктивных горизонтов и наличии в разрезе неустойчивых пород устье скважины может быть оборудовано направляющей трубой и кондуктором.

При сооружении высокодебитных откачных скважин (рис. 2.5, а), оборудованных фильтрами с песчано-гравийной обсыпкой, применяют конструкции, в которых предусмотрена обсадка ствола скважины до кровли продуктивного горизонта трубами из нержавеющей стали, стеклопластика и других материалов, не разрушающихся при действии кислотных растворов.

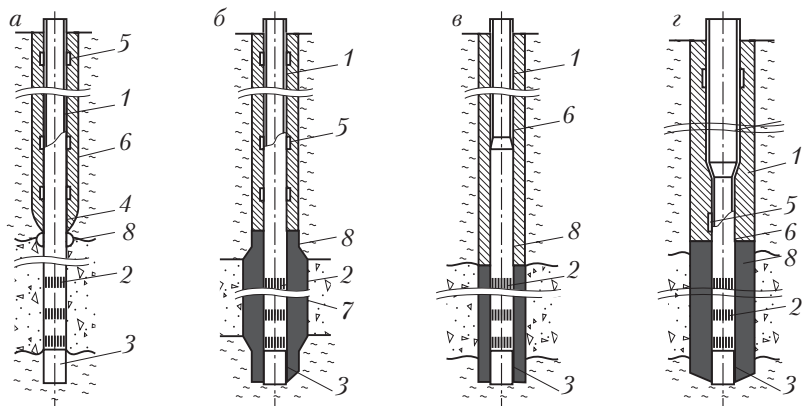


Рис. 2.4. Типовые конструкции одноколонных эксплуатационных скважин подземного выщелачивания металлов:

а — с гидроизоляцией при помощи пакера (манжеты); *б* — с гравийной обсыпкой фильтров; *в* — с комбинированной эксплуатационной колонной и эрлифтным подъемом продуктивных растворов; *г* — с комбинированной эксплуатационной колонной и подъемом продуктивных растворов с помощью погружных насосов; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — фильтр; 3 — отстойник; 4 — разобщающая манжета с цементировочным устройством; 5 — утяжелитель; 6 — материал гидроизоляции; 7 — песчано-гравийная обсыпка; 8 — центратор

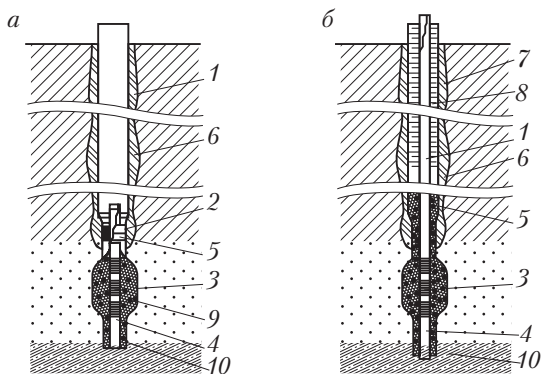


Рис. 2.5. Типовые конструкции высокодебитных эксплуатационных скважин ПВ:

а — высокодебитные откатные скважины; *б* — скважины большой глубины при наличии неустойчивых интервалов ствола; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — хвостовик; 3 — фильтр; 4 — отстойник; 5 — пакер; 6 — слой гидроизоляции; 7 — защитная колонна; 8 — глинистый раствор; 9 — гравий; 10 — центратор

2.4.2. Конструкции скважин для гидродобычи полезных ископаемых

Характерной особенностью буровых скважин для гидродобычи является относительно небольшая глубина (до 200 м) при значительных поперечных размерах (350–400 мм).

Одним из важнейших требований при скважинной гидродобыче (СГД) является сокращение сроков разработки месторождений при минимальных капитальных затратах. Этот критерий должен быть положен в основу решения задач по определению экономической целесообразности использования скважин различных поперечных размеров для добычи полезных ископаемых; скважины малого диаметра быстрее вводятся в эксплуатацию, чем большего диаметра. Применение долот уменьшенного диаметра способствует снижению трудоемкости выполняемых спускоподъемных операций за счет уменьшения массы бурового инструмента и снижения затрат времени на них. При этом повышается скорость бурения и уменьшается себестоимость 1 м проходки скважин.

Однако при бурении скважин большего диаметра можно применить более мощное добычное оборудование, увеличить радиус размыва и количество руды, добытой из одной скважины. При больших диаметрах бурения достигается разрежение сетки скважин, что приводит в свою очередь к уменьшению числа охранных целиков. При разработке месторождений с разреженной сеткой достигается экономия капитальных затрат на проведение добычных работ, а также снижаются текущие расходы по обслуживанию добычных агрегатов за счет уменьшения их общего числа.

Как показали проведенные исследования, при увеличении диаметра более какой-то оптимальной величины замедляется прирост радиуса размыва и коэффициента извлечения, что, в свою очередь, приводит к падению экономичности скважины при увеличивающихся затратах на ее бурение. В результате может наступить момент, когда дальнейшее увеличение поперечных размеров добычного оборудования и буровых скважин станет экономически невыгодным. Таким образом, критерием выбора диаметра скважин при скважинной гидродобыче, в конечном счете, является стоимость добытой руды.

Очевидно, что переход на бурение скважин меньших диаметров снижает стоимость каждой из них, что позволяет при данном

суммарном объеме капитальных затрат пробурить большее число скважин.

При использовании скважин больших поперечных размеров достигается экономия капитальных затрат на проведение добычных работ, но возрастают затраты, связанные с бурением скважин. При этом дополнительные (по сравнению с затратами на бурение скважин меньшего диаметра) капитальные затраты можно определить по формуле

$$\Delta K_1 = N_1 d \Delta C_1, \quad (2.5)$$

где N_1 — число скважин большего диаметра на данном участке; $d = N_1/N_2$ — коэффициент, учитывающий сокращение числа скважин, N_2 — число скважин меньшего диаметра на этом же участке; ΔC_1 — увеличение стоимости бурения одной скважины большего диаметра.

Экономия, полученная от увеличения диаметров буровых скважин на стадии добычи руды,

$$\Delta K_2 = N_2 d \Delta C_2, \quad (2.6)$$

где ΔC_2 — уменьшение затрат на добычу руды из одной скважины большего диаметра по сравнению со скважиной меньшего диаметра.

Если $\Delta K_2 > \Delta K_1$, то применение скважин больших диаметров является оправданным.

Проектная конструкция скважин при СГД должна обеспечить высокие скорости бурения и минимальную стоимость оборудования, что позволит своевременно вводить их в эксплуатацию (это обусловлено, в первую очередь, временем нахождения стенок скважин в устойчивом состоянии и эффективностью метода СГД); получение необходимой информации о пласте полезного ископаемого; нормальные условия спуска и работы добычных устройств (гидромониторов и гидроэлеваторов); наименьшую трудоемкость выполняемых спускоподъемных и других вспомогательных операций в процессе бурения и оборудования скважин; минимальную стоимость бурения и оборудования скважин.

Конструкции эксплуатационных скважин для СГД зависят от конструктивных особенностей добычных снарядов, создаваемых в двух основных направлениях.

Первый вариант гидродобычного снаряда предусматривает изготовление, монтаж и спуск гидромониторного узла совместно с корпусом снаряда. Гидромониторный узел с гидроэлеваторами находит-

ся в нижней части добычного снаряда и может перемещаться вдоль статично расположенной наружной трубы на длину, превышающую мощность рудного пласта. При этом наружный диаметр гидромониторного узла равен наружному диаметру корпуса (трубы).

Второй вариант гидродобычного снаряда предусматривает раздельное изготовление, монтаж и спуск гидромониторного узла и корпуса снаряда. Наружная труба добычного снаряда может использоваться в качестве обсадной. Гидромониторный узел вместе с внутренней трубой, по которой на забой подается вода для размыва породы и подъема пульпы, опускается через наружную трубу после ее спуска и закрепления низа, и устанавливается на специальный упор (металлический пакер). При необходимости гидромониторный узел может извлекаться из скважины без подъема наружной трубы. Пульпа подается на поверхность по межтрубному зазору.

Обсадка основного ствола скважин трубами при применении первого варианта добычного снаряда не предусматривается ввиду высокой стоимости таких скважин. Применение обсадных труб для предотвращения обвалов и сужения стенок скважин, сложенных глинистыми породами, вызывает увеличение диаметров бурения, затрат времени на подготовку скважин к работе, повышает трудоемкость сооружения скважин. Это приводит к снижению производительности и повышению стоимости бурения и оборудования гидродобычных скважин, а в результате и к снижению эффективности СГД.

При втором варианте гидродобычного снаряда в качестве обсадных труб используются наружные трубы снаряда. В этом случае закрепление низа обсадных труб путем цементирования или использования пакерных устройств является обязательным. После завершения отработки скважины и выемки рудного пласта необходимо предусмотреть извлечение эксплуатационной обсадной колонны для повторного использования. Разработка мероприятий по извлечению обсадных труб при СГД является весьма актуальной задачей ввиду значительной стоимости и большого расхода обсадных труб, поскольку радиус размыва в существующих конструкциях гидродобычных снарядов не превышает 7–8 м.

Для получения необходимой информации о рудном пласте на месте забуривания эксплуатационных скважин обязательным является бурение разведочной скважины с отбором керна. Это необ-

ходимо для уточнения контактов рудного горизонта, его мощности, условий залегания и др.

Другим важным требованием для скважин СГД является расширение их призабойной зоны для образования камеры диаметром 500–1200 мм в зависимости от диаметра и конструкции добычного агрегата. Это необходимо для обеспечения нормальных условий работы гидромониторов и подъемных устройств (гидроэлеваторов) в период их включения.

При сооружении эксплуатационных гидродобычных скважин в условиях месторождения осадочного типа в случае использования второго варианта добычного снаряда необходимо выполнение следующих основных этапов: бурение разведочной скважины с отбором керна в зоне рудного пласта; бурение основного ствола (углубление прекращается, не доходя до рудного пласта 0,5–1,0 м); спуск эксплуатационной колонны труб с надежным закреплением нижнего конца (цементирование, пакер и др.); вскрытие рудного пласта с перебуриванием нижележащих пород на глубину до 6–8 м. При этом диаметр скважин должен обеспечить спуск расширителей для образования камеры и расширение нижней части скважины с помощью специальных расширителей для образования камеры диаметром 1000–1200 мм.

Типовая конструкция эксплуатационных скважин и основные этапы ее сооружения для добычных снарядов, у которых наружный диаметр корпуса (трубы) равен 273 мм, для условий одного из месторождений осадочного типа приведена на рис. 2.6.

Предлагаемый вариант конструкции гидродобычных скважин имеет следующие преимущества: легко закрепляется низ обсадной трубы, что улучшает условия ведения добычных работ, снижается разубоживание пульпы из-за предотвращения попадания пород со стенок скважины в отрабатываемую камеру. Кроме того, закрепление низа обсадной колонны способствует повышению устойчивости стенок скважины и уменьшению обвалов, а в случае осложнений гидромониторный узел вместе с внутренней трубой добычного снаряда можно легко извлечь из скважины, оставив там только наружную трубу; упрощается извлечение эксплуатационной колонны труб, так как при удержании в скважине столба жидкости стенки скважины находятся в более устойчивом состоянии; улучшаются условия добычи благодаря более точному центрированию низа добычного снаряда по отношению к оси пробуренной скважины.

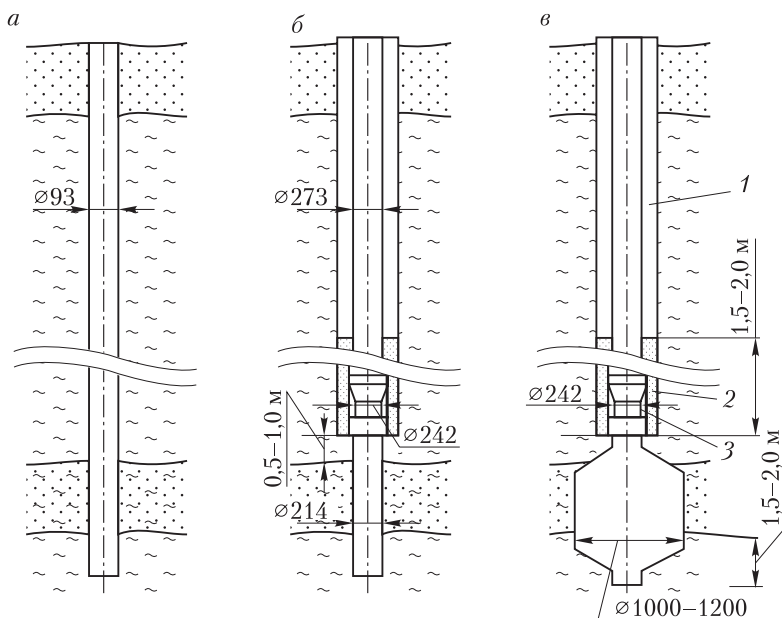


Рис. 2.6. Типовая конструкция с указанием основных этапов сооружения эксплуатационной скважины для СГД:

a — этап бурения разведочной скважины; *б* — этап сооружения эксплуатационной скважины; *в* — этап подготовки скважины к эксплуатации; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — металлический пакер; 3 — цементный стакан

Из недостатков этого варианта конструкции скважин необходимо отметить следующие: уменьшаются поперечные размеры добычного снаряда, что может привести к уменьшению радиуса размыва и снижению эффективности добычи; цементирование низа обсадных труб увеличивает силы сопротивления при извлечении труб из скважины; возрастает объем бурения по образованию камеры, так как расширение производится от меньшего начального диаметра скважины.

Закрепить низ добычного агрегата можно не только самым распространенным способом — цементированием, но и с помощью специальных пакерных устройств. Однако в условиях СГД скомпоновать существующие конструкции пакерных устройств и добычных снарядов не представляется возможным. Применение различных надувных пакерных приспособлений, которые можно расположить

поверх трубы добычного снаряда, сопряжено со значительными трудностями, связанными со спуском их в скважину на конечную глубину (из-за выпучивания глин они могут быть разрушены), а также с приведением этих приспособлений в действие. Кроме того, потребуются специальный канал для подачи к пакеру жидкости или воздуха и разработка пакеров специальной конструкции.

Уменьшение металлоемкости буровых скважин при СГД является важной задачей, так как применяющиеся обсадные трубы больших диаметров довольно дорогостоящие. Для рассматриваемых условий месторождения в приведенной конструкции гидродобывочной скважины не предусматривается перекрытие верхних интервалов пород (пески, гравелиты) обсадными трубами.

Однако применение обсадных труб для перекрытия песков и гравелитов предотвращает размыв устья скважин в процессе бурения, облегчает работы по спуску добычного агрегата и способствует уменьшению сил сопротивления при его подъеме, а также извлечению обсадных труб. В этом случае предъявляются менее строгие требования к качеству глинистых растворов, и в дальнейшем появляется возможность применения для бурения основного ствола (по глинам) более прогрессивных способов проходки скважин, связанных с применением воды в качестве промывочной жидкости, и гидродинамического бурения. Использование воды для промывки скважин и подача ее на забой в больших количествах с помощью центробежных насосов позволяет, как показали выполненные исследования, резко повысить механическую скорость бурения до 50 м/ч. Внедрение гидродинамического бурения при СГД позволит коренным образом изменить технологию бурения и оборудования скважины и совместить процесс бурения со спуском добычного агрегата.

2.4.3. Конструкции скважин для подземного растворения солей

Вскрытие соляных залежей с целью подземного растворения солей (ПРС) производится вертикальными и наклонно направленными скважинами. Последние применяются при маломощных пластах (до 2–4 м) как одиночно работающие, так и в сочетании с вертикальными скважинами с предварительной сбойкой их забоев.

К скважинам для (ПРС) предъявляются следующие требования: вскрытие соляной залежи должно осуществляться на необхо-

димую глубину; ствол скважин и камеры растворения должны быть надежно изолированы от проникновения в них как поверхностных, так и подземных вод из над- и околосолевой толщи пород; утечки нерастворителя, растворителя и рассола недопустимы; сечение ствола скважин должно позволять установку эксплуатационных колонн труб для осуществления раздельной подачи растворителя и нерастворителя, а также извлечения рассолов; должна обеспечиваться необходимая надежность и долговечность скважин в период эксплуатации.

На рис. 2.7 приведены схемы конструкций эксплуатационных скважин для подземного растворения солей.

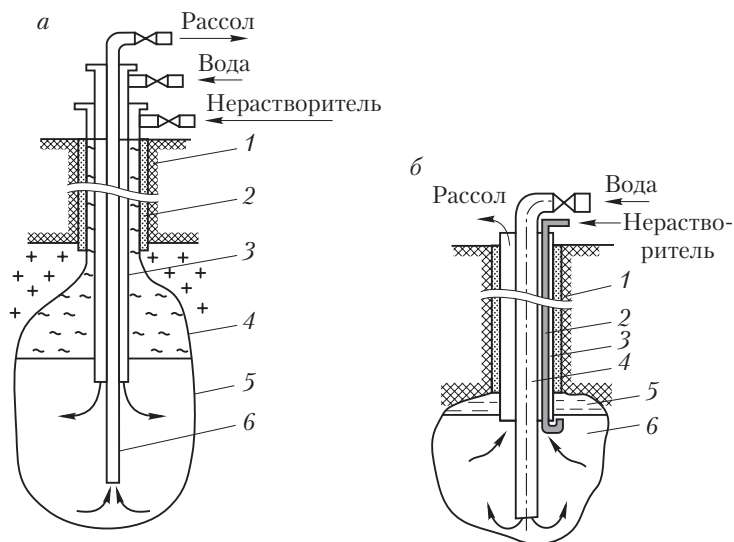


Рис. 2.7. Конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей:

a – трехколонная конструкция: 1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3, 6 – эксплуатационные колонны; 4 – нерастворитель; 5 – камера; *б* – двухколонная конструкция при противоточном растворении: 1 – цементное кольцо; 2 – труба для подачи нерастворителя; 3 – обсадная колонна; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – нерастворитель; 6 – камера

При камерных системах разработки месторождений наибольшее распространение получила трехколонная конструкция скважин (рис. 2.7, *a*), которая обеспечивает производительность до-

бычи рассола по одной скважине от 40 до 100 м³/ч при глубине разработки залежи до 1200–1400 м. При противоточном растворении применяется двухколонная конструкция скважин (рис. 2.7, б).

Разработка соляных залежей сплошным растворением пласта по всей площади или системой спаренных скважин ведется скважинами одноколонной конструкции.

Конструкции одиночных скважин, как вертикальных, так и наклонных, включают обсадную или основную колонну труб, которая цементируется на всю ее глубину, и эксплуатационные колонны труб. Величина заглубления обсадной колонны в соляной пласт для простых геологических условий принимается равной 5–10 м. При неблагоприятных условиях (наличие трещиноватости или неоднородности кровли соляной залежи, карстов в пласте соли и др.) она может быть увеличена до 15–25 м, т.е. до пределов, допускающих рентабельность отработки пласта на оставшуюся его мощность.

Для многослойной соляной залежи с помощью обсадной колонны труб производится перекрытие первого (сверху) пласта (небольшой мощности) или части пласта (при мощности от 10 до 50 м и более) с учетом оставления предохранительного целика и необходимости перекрытия некондиционных пластов залежи в кровле.

Мощность потолочного целика определяется глубиной залегания соляной залежи и физико-механическими свойствами пород; чем выше прочность надсолевых пород, тем меньшей принимается мощность целика. Для одиночных камер мощность целика принимается равной 5–20 м, а для спаренных — от 10 до 60 м.

Диаметр обсадной колонны выбирается с учетом обеспечения установки внутри ее эксплуатационных (водоподводящей и рассолоподъемной) колонн труб и возможности подачи растворителя в количествах, позволяющих обеспечить заданную производительность скважин по рассолу. Для вертикальных скважин диаметр обсадных колонн колеблется от 273 до 324 мм, а для наклонных — не превышает 168–219 мм. При этом диаметр ствола технологических скважин для подземного растворения солей изменяется в пределах 250–500 мм.

Глубина скважин определяется глубиной залегания соляной залежи, вскрытие которой производится буровой скважиной не на полную мощность, а с оставлением целика в нижней части (до 5 м) с целью предотвращения утечки рассолов в подстилающие породы и разгерметизации камер выщелачивания.

При сооружении глубоких (более 1200 м) технологических скважин для ПРС и при наличии сложных геологических условий с целью перекрытия неустойчивых пород предусматривают спуск кондуктора и промежуточных обсадных колонн, которые полностью цементируются.

Для оборудования скважин применяют стальные обсадные трубы. Максимальная толщина стенок обсадных труб принимается равной 12 мм (для скважин со сроком эксплуатации более 25 лет), минимальная — 8 мм (срок эксплуатации скважин до 10 лет).

Диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонн выбираются с учетом минимальных потерь напора, чтобы сечение межтрубного пространства между водоподающей и рассолоподъемной колоннами было приблизительно равно сечению рассолоподъемной трубы. Это достигается при соотношении величин диаметров указанных труб, равном 0,69. Например, при использовании обсадных колонн диаметром 324 мм диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонны труб принимают равными соответственно 219 и 146 мм, а при диаметре обсадной колонны 219 мм диаметры этих труб могут быть приняты равными соответственно 146 и 89 мм.

Устье технологических скважин для подземного растворения солей оборудуется специальными оголовками для регулирования подачи растворителя и нерастворителя, а также извлечения рассолов.

В процессе сооружения и эксплуатации скважин ПРС предусматривается целый комплекс различных исследований, включающий регулирование и контроль формообразования камер, положение уровня нерастворителя в камере, контроль глубины установки эксплуатационных колонн (водоподающей и рассолоподъемной), а также осуществление контроля количественных и качественных показателей потоков (растворителя, рассола и нерастворителя).

2.4.4. Конструкции скважин для подземной выплавки серы

Выбор рациональной конструкции технологических скважин для подземной выплавки серы (ПВС) определяется технико-экономическими показателями добычи с учетом обеспечения безаварийного ведения работ.

Диаметр ствола скважины выбирают в зависимости от размеров обсадных и эксплуатационных колонн. Эксплуатационные колонны — это водоподающая труба для подачи теплоносителя,

раствороподъемная (серная) для подъема из скважины серы и воздухоподающая (эрлифтная) трубы. Все эксплуатационные колонны расположены концентрически внутри обсадной колонны. Кроме перечисленных рабочих колонн при сооружении скважин в сложных горногеологических условиях предусматривается перекрытие неустойчивых интервалов скважин выше продуктивного пласта обсадными трубами.

Диаметры эксплуатационных колонн устанавливают в зависимости от производительности скважины, температуры нагнетаемой жидкости и поднимаемого раствора серы. При сооружении технологических скважин ПВС для подачи теплоносителя наиболее широко применяются эксплуатационные колонны диаметром 168–219 мм, при этом диаметр раствороподъемных труб обычно равен 89–114 мм, а воздухоподающих — 22–34 мм.

В практике сооружения технологических скважин для ПВС применяются одно- и двухколонные конструкции (рис. 2.8); для сравнения на рис. 2.9 показана конструкция скважины для нагрева нефтяных пластов.

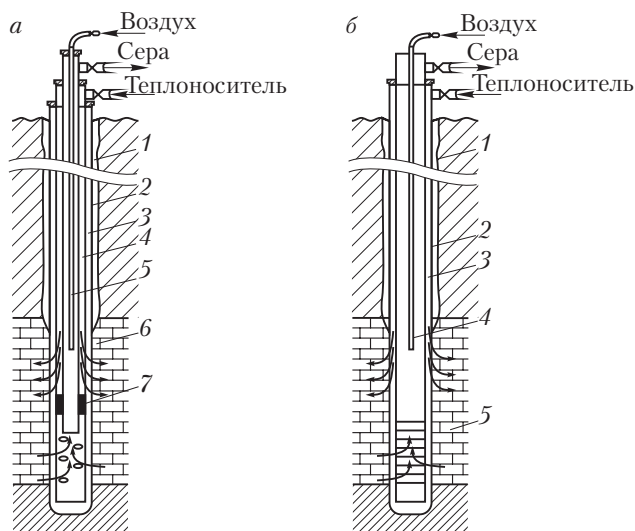


Рис. 2.8. Конструкция двухколонной (а) и одноколонной (б) эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы:

1 — обсадная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — сероподъемная труба; 5 — воздухоподающая труба; 6 — фильтр; 7 — пакер

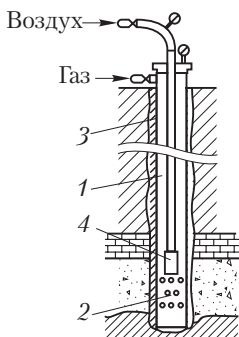


Рис. 2.9. Конструкции эксплуатационных скважин для нагрева нефтяных пластов:
1 — обсадная колонна; 2 — фильтр; 3 — цементное кольцо; 4 — нагреватель

Методика проектирования конструкций эксплуатационных скважин на воду

2.5.

2.5.1. Бесфильтровые скважины

Среди буровых скважин на воду различают бесфильтровые и фильтровые скважины (рис. 2.10).

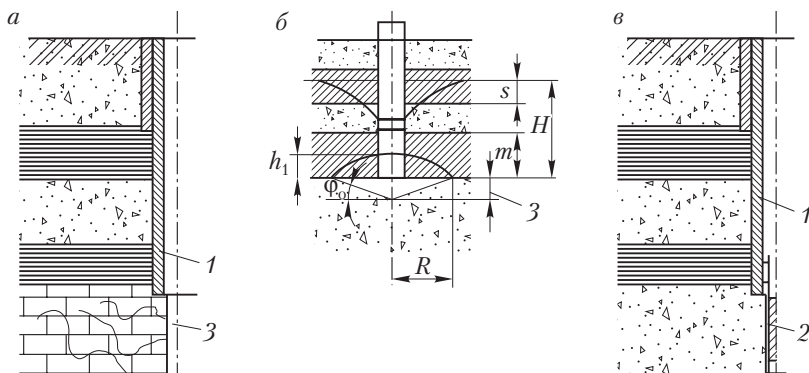


Рис. 2.10. Конструкции бесфильтровых скважин в устойчивых (а) и неустойчивых (б) породах и фильтровых (в) скважин в неустойчивых породах:
1 — цементный раствор; 2 — фильтр; 3 — бесфильтровая полость

Бесфильтровые скважины в песчаных водоносных пластах с устойчивой кровлей проектируют по принципу, представленному на рис. 2.10, б. На практике они применяются очень редко, сооружаются установками вращательного бурения.

Расчет дебита бесфильтровой скважины проводят для определения размеров полости, обеспечивающей необходимую пропускную способность, и выяснения устойчивости кровли сформированной полости:

$$Q = \frac{\pi R^2 v_{\phi}}{\cos \varphi_0}, \quad (2.7)$$

где Q — дебит скважины, м³/ч; R — радиус полости, м; φ_0 — угол естественного откоса, $\varphi_0 \approx 20-25^\circ$; v_{ϕ} — скорость фильтрации, м/ч.

Формула для расчета скорости фильтрации

$$v_{\phi} = \eta_1 \eta_2 k_{\phi} (1 - 0,01\Pi)(\rho'_{\text{ск}} - 1), \quad (2.8)$$

где η_1 — коэффициент запаса (0,7–0,8); η_2 — коэффициент уменьшения скорости фильтрации в песках в зависимости от φ_0 , для мелкозернистого песка $\eta_2 = 0,9$, для среднезернистого — 0,8, для крупнозернистого — 0,74; k_{ϕ} — коэффициент фильтрации, м/сут.; Π — пористость пород водоносного слоя; $\rho'_{\text{ск}}$ — относительная плотность скелета пород водоносного слоя.

Условия устойчивости пород кровли (см. рис. 2.10, б):

$$\begin{cases} R < \frac{(H-s)f\rho'_B}{\rho'_K}, \\ h_1 \leq 0,75m, \end{cases} \quad (2.9)$$

где s — понижение уровня воды при откачке, м; f — коэффициент крепости пород кровли по шкале Протодякова; ρ'_B — относительная плотность воды, $\rho'_B = 1$; ρ'_K — относительная плотность пород кровли, $\rho'_K = 2,5-3,0$; h_1 — высота свода естественного равновесия пород кровли, м; m — мощность устойчивых пород кровли, м.

Радиус полости определяют из формулы (2.7):

$$R = \sqrt{\frac{24Q \cos \varphi_0}{\pi v_{\phi}}},$$

а затем рассчитывают высоту свода естественного равновесия пород кровли:

$$h_1 = \frac{R}{f}. \quad (2.10)$$

После цементировании эксплуатационной колонны продолжают бурение в пределах водоносного слоя на глубину 1,5–2,0 м от кровли, затем начинают разработку полости.

Формирование водоприемной полости производится эрлифтной откачкой с помощью компрессоров. На первом этапе откачки во избежание образования песчаных пробок в скважину опускают колонну труб, по которой подается вода от бурового насоса, входящего в комплект буровой установки. После разработки каверны в зоне пласта подача воды прекращается.

При сдаче скважины в эксплуатацию производительность водозабора должна быть меньше производительности при опытной откачке в 1,3–1,5 раза. В пылеватых и тонкозернистых песках, а также в случае недостаточно устойчивой кровли в сформированную полость может быть засыпан гравий.

2.5.2. Фильтровые скважины

Под *фильтром* понимают специальное устройство, устанавливаемое в скважине в интервале водоносного горизонта, которое обеспечивает свободный доступ внутрь скважины чистой, без механических примесей воды и одновременно предохраняет ствол скважины от обрушения. Фильтры обычно устанавливают только в неустойчивых породах (см. рис. 2.10, в).

В скважину спускают фильтровую колонну, состоящую из надфильтровой части, фильтра (рабочей части) и отстойника с пробкой. Отстойник служит для осаждения прошедших через рабочую часть фильтра частиц породы.

Все существующие фильтры можно условно разделить на дырчатые или щелевые, сетчатые, гравийные и гравитационные. Типы и конструкции фильтров выбирают в зависимости от характера породы водоносного пласта и глубины скважины (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Типы и конструкции фильтров, применяемых в различных водоносных пластах

Водоносные пласты	Применяемые фильтры
Полускальные неустойчивые, щебнистые и галечниковые породы с преобладанием частиц щебня и гальки крупностью от 20 до 100 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, стержневые

Окончание табл. 2.7

Водоносные пласты	Применяемые фильтры
Гравий, гравелитовый песок с крупностью частиц от 1 до 10 мм, с преобладанием частиц крупностью 2–5 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволоочной обмотки или штампованного стального листа; стержневые с обмоткой проволокой из нержавеющей стали или из штампованного листа
Пески крупные с преобладанием частиц крупностью 1–2 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволоочной обмотки, из штампованного стального листа или сетки квадратного плетения; стержневые с водоприемной поверхностью из проволоочной обмотки, штампованного листа или сетки квадратного плетения
Пески средние с преобладанием частиц крупностью 0,25–0,5 мм, более 50 %	Трубчатые и стержневые из сетки гладкого (галунного) плетения; трубчатые и стержневые с однослойной гравийной обсыпкой (гравийные)
Пески мелкие с преобладанием частиц крупностью 0,1–0,25 мм, более 50 %	Трубчатые и стержневые с одно-, двух- или трехслойной песчаной или песчано-гравийной обсыпкой (гравийные), блочные

Для агрессивных вод с большим содержанием углекислоты, сероводорода и кислорода каркасы фильтров изготавливают из нержавеющей стали или неметаллических труб.

Каркасы фильтров выполняют из стальных обсадных труб нефтяного и геологического сортамента, стальных насосно-компрессорных труб, труб из нержавеющей стали, а также винипластовых, полиэтиленовых, стеклопластиковых, асбестоцементных и др.

Фильтры эксплуатационных скважин на воду должны удовлетворять условиям длительной эксплуатации и ремонта.

Размеры проходных отверстий фильтров без устройства гравийной обсыпки рекомендуется определять по табл. 2.8.

Размеры проходных отверстий фильтров (для сетчатых — сетки) без устройства гравийной обсыпки принимаются равными среднему диаметру частиц слоя обсыпки, примыкающего к стенкам фильтра.

Таблица 2.8

Размеры проходных отверстий разных типов фильтров

Тип фильтра	Размеры проходных отверстий	
	при $\eta \leq 2$	при $\eta \geq 2$
С круглой перфорацией	$(2,5-3,0)d_{50}$	$(3-4)d_{50}$
С щелевой перфорацией	$(1,25-1,5)d_{50}$	$(2,5-3,0)d_{50}$
Сетчатый	$(1,5-2,0)d_{50}$	$(2-2,5)d_{50}$

Примечание. Коэффициент неоднородности пород η , $\eta = \frac{d_{60}}{d_{10}}$;

d_{10} , d_{50} , d_{60} – размеры частиц грунта, содержание которых в водоносном пласте меньше соответственно 10, 50 и 60 % (определяется по графику гранулометрического состава пород).

Под *скважностью фильтра* понимают отношение площади отверстий к общей площади поверхности фильтра, выраженное в процентах.

Минимальный диаметр каркаса фильтра должен быть не меньше 80–100 мм, а скважность следует доводить до 20–25 %.

В фильтрах с водоприемной поверхностью из проволоочной обмотки и штампованного стального листа скважность каркасов принимают исходя из условий их прочности 30–60 %.

В гравийных фильтрах в качестве обсыпки применяют песок, гравий, песчано-гравийные смеси.

Размер частиц материалов для гравийных обсыпок определяют по соотношению

$$\frac{D_{50}}{d_{50}} = 8-12,$$

где D_{50} – размер частиц, меньше размера которых в обсыпке содержится 50 %; d_{50} – размер частиц, меньше размера которых в породе водоносного пласта содержится 50 %.

В гравийных фильтрах толщина и число слоев обсыпки определяются с учетом их конструкции. Для фильтров, собираемых на поверхности земли, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 30 мм. Для фильтров, создаваемых на забое скважин засыпкой гравия по межтрубному пространству, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 50 мм.

Наиболее надежны в эксплуатации фильтры с гравийной обсыпкой толщиной 150–200 мм.

При устройстве двухслойных обсыпок подбор размера частиц материала слоев производится по соотношению

$$\frac{D_2}{D_1} = 4-6,$$

где D_1, D_2 — средние диаметры частиц материала соседних слоев обсыпки.

Первый слой обсыпки, прилегающий к каркасу фильтра, состоит из наиболее крупных частиц гравия.

При устройстве гравийных фильтров за наружный диаметр скважины следует принимать диаметр внешнего контура обсыпки.

Наружный размер фильтра должен обеспечивать его свободный спуск внутрь обсадной колонны с зазором не менее 10 мм. Зазор между стенками скважины и фильтром должен быть не менее 30–50 мм.

При каптаже пластов мощностью до 10 м фильтр рекомендуется устанавливать на всю мощность пласта, а при мощности пласта более 10 м длина рабочей части фильтров L определяется с учетом водонепроницаемости пород, производительности скважины и конструкции фильтра:

$$L = \frac{\alpha' Q}{D}, \quad (2.11)$$

где Q — проектный дебит, м³/ч; α' — коэффициент, характеризующий фильтрационные свойства водоносного пласта (табл. 2.9); D — диаметр фильтра, мм.

Таблица 2.9

Значения коэффициента α' для различных пород

Порода	α'
Песок:	
мелкозернистый	90
среднезернистый	60
крупнозернистый	50
Песчано-гравийные отложения	30
Известняки:	
слаботрещиноватые	90
среднетрещиноватые	60
сильнотрещиноватые	30

Обязательно необходимо учесть, какие вскрываются воды — напорные или безнапорные. Когда вскрываются безнапорные воды, в верхней части фильтра размещают насос, поэтому диаметр корпуса фильтра определяется диаметром насоса.

Рабочую часть фильтра следует устанавливать против участков с наибольшей водопроницаемостью, но на расстоянии не менее 0,5–1,0 м от кровли и подошвы водоносного пласта.

При наличии нескольких водоносных горизонтов рабочие части фильтров устанавливают в каждом водоносном горизонте и соединяют между собой глухими трубами.

Верхняя, глухая часть фильтра должна находиться выше башмака обсадной колонны не менее чем на 3 м. Между обсадной колонной и надфильтровой трубой должен быть установлен сальник или кольцевой тампон. Длина отстойника принимается равной 1–2 м.

Ориентировочный диаметр фильтров

$$D = \frac{\alpha' Q}{L}. \quad (2.12)$$

Конструкция скважины определяется ее целевым назначением, способом бурения, геолого-гидрогеологическими условиями, санитарными требованиями.

Наиболее распространены конструкции фильтровых скважин с надфильтровой трубой, выходящей на поверхность (рис. 2.11, *a–б*) или устанавливаемой впотай (рис. 2.11, *в–г*), а также конструкции, представляющие собой комбинацию данных типов.

Надфильтровая труба, выходящая на поверхность, может выполнять роль эксплуатационной колонны. По такому принципу чаще всего строят скважины, в которых не предполагается установка водоподъемных насосов большого диаметра и в случае безнапорного водоносного горизонта.

Фильтровую трубу можно установить впотай в эксплуатационной колонне. Такие скважины чаще применяют для водоснабжения и осушения, в напорных горизонтах. В них можно разместить насосы с высокой подачей, имеющие большие поперечные размеры. Данная конструкция обеспечивает более легкую замену старого фильтра новым.

Глубина эксплуатационных скважин определяется как сумма расстояния до кровли водоносного пласта, расчетной длины фильтра, длины отстойника (3–5 м).

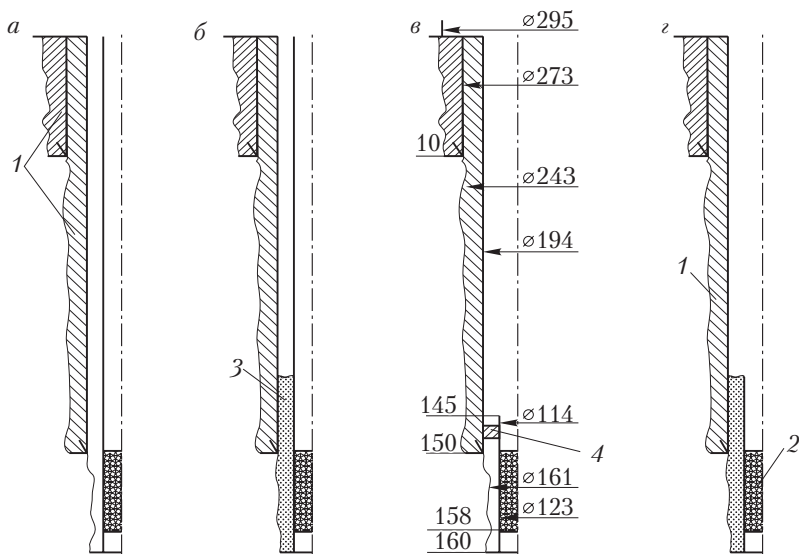


Рис. 2.11. Конструкции фильтровых скважин:

а, б — соответственно сетчатый и гравийный фильтры с надфильтровой трубой, выходящей на поверхность; *в, г* — сетчатый и гравийный фильтры, установленные впотай; 1 — цементация затрубного пространства; 2 — сетчатый фильтр; 3 — гравийный фильтр; 4 — сальник

Глубина разведочных скважин определяется как сумма расстояния до кровли водоносного пласта, мощности этого пласта, интервала бурения (3–5 м) в подстилающих породах.

Обязательно необходимо увязать диаметр выбранного насоса с диаметром эксплуатационной колонны.

С точки зрения удобства установки и дальнейшего обслуживания насоса диаметр эксплуатационной колонны должен быть больше диаметра насоса на 30–50 мм, кроме того, он должен допускать установку фильтра, в том числе гравийного.

2.5.3. Конструкции скважин при вращательном бурении с прямой промывкой

При вращательном бурении с промывкой даже в рыхлых породах стенки скважины поддерживаются в устойчивом состоянии за счет давления столба промывочной жидкости. Поэтому после посад-

ки направляющей трубы на глубину 2–10 м до кровли водоносного пласта, подлежащего эксплуатации, скважина в процессе бурения может иметь открытый, незакрепленный обсадными трубами ствол.

Перед вскрытием пласта стенки скважины закрепляют колонной обсадных труб, а затрубное пространство цементируют. Для обеспечения надежной цементации затрубного пространства необходимо использовать долота, диаметр которых на 20–30 мм больше диаметра муфтовых соединений обсадных труб.

Особенностями конструкции скважин, сооружаемых с обратной промывкой, являются большие диаметры (до 1300 мм) и отсутствие промежуточных колонн. Водоприемную часть таких скважин оборудуют гравийно-обсыпными фильтрами.

2.5.4. Конструкция скважин при ударно-канатном бурении

Скважины, которые бурят станками ударного типа, имеют сложные конструкции: обычно через каждые 25–40 м устанавливают обсадную колонну большого диаметра для крепления стенок скважины, поэтому конструкция скважины ударно-канатного бурения включает большое число обсадных колонн (рис. 2.12).

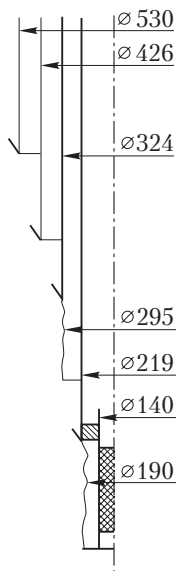


Рис. 2.12. Конструкция скважины ударно-канатного бурения

При ударно-канатном бурении используется тампонаж глиной. При планировании межтрубной цементации диаметры колонн рекомендуется подбирать так, чтобы размер межтрубного зазора был не менее 50 мм.

Сейчас возможно применение метода спуска обсадных труб под защитой тиксотропной рубашки, что повышает выход колонны на 80–120 % (рис. 2.13).

Тиксотропную оболочку готовят из порошка бентонитовой глины и обволакивают ею наружную поверхность колонны обсадных труб, на нижний конец которой навинчен конический башмак-

расширитель. Применяют при пересечении песчано-глинистых пород.

Основным достоинством тиксотропной оболочки на колонне обсадных труб является то, что она предотвращает обрушение слабоустойчивых стенок скважины, трение и прихват породой обсадных труб, благодаря чему выход их из-под башмака предыдущей колонны увеличивается в 2–3 раза.

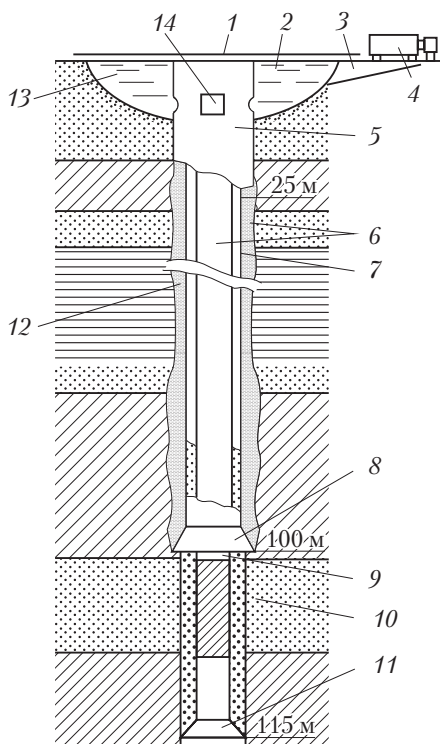


Рис. 2.13. Конструкция скважины на воду, пробуренной ударно-канатным способом, с посадкой обсадных труб под защитой тиксотропной рубашки:

1 – настил; 2 – приемный шурф; 3 – желоб; 4 – глиномешалка; 5 – первая обсадная труба; 6 – стенка скважины; 7 – обсадная колонна; 8, 11 – конусный башмак-расширитель; 9 – фильтровая колонна; 10 – гравийная обсыпка; 12 – тиксотропная рубашка из бентонитового раствора; 13 – бентонитовый раствор; 14 – окно для перетока бентонитового раствора из шурфа в затрубное пространство

3

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

3.1. Роторы

Роторы применяют для передачи вращения колонне бурильных труб и поддержания их на весу при спускоподъемных операциях и вспомогательных работах. Технологические операции, выполняемые при помощи ротора, определяют требования к его конструкции: ротор должен обеспечивать получение необходимой скорости вращения бурильной колонны; грузоподъемность ротора должна отвечать нагрузке, которая соответствует весу самой тяжелой колонны; размер проходного отверстия ротора должен обеспечивать проход применяемых бурильных и обсадных труб.

Ротор – это редуктор, передающий вращение колонне бурильных труб от горизонтального вала трансмиссии. Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки, возникающие в процессе бурения и при спускоподъемных операциях. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. На внешнем конце вала ротора, на шпонке, может быть цепное колесо или полумуфта карданного вала. Стол ротора вращается на подшипниках качения. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения бурильной колонны от действия реактивного момента турбобура ротор застопаривают защелкой или стопорным механизмом (рис. 3.1).

При передаче вращения от двигателя через лебедку ротору скорость вращения ротора изменяют с помощью передаточных механизмов лебедки или же путем смены цепных колес.

В табл. 3.1 приведены технические характеристики роторов различных конструкций, применяемых при бурении глубоких скважин.

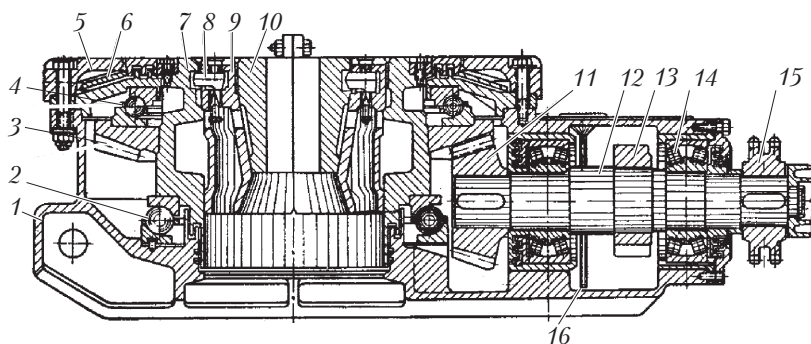


Рис. 3.1. Конструкция ротора с конической передачей У7-520-3:
 1 – станина; 2 – основная опора стола ротора; 3 – коническое колесо; 4 – вспомогательная опора стола; 5 – ограда стола ротора; 6 – сбрасыватель; 7 – стол; 8 – защелка; 9 – вкладыш; 10 – зажимы; 11 – коническая шестерня; 12 – ведущий вал; 13 – хrapовик; 14 – подшипник; 15 – звездочка; 16 – указатель уровня масла

Таблица 3.1

Технические характеристики буровых роторов

Параметры	У7-520-3 без ПКР	У7-520-3 с ПКР-У7	У7-560-6 без ПКР	У7-560-6 с ПКР-Ш8	У7- 760 с ПКР-300
Максимальная статическая нагрузка, тс	200	200	320	320	400
Номинальная нагрузка на стол ротора, тс	–	130	200	130	300
Максимальная передаваемая мощность, кВт	368	368	368	368	368
Рабочий момент на столе ротора при частоте вращения 100 мин^{-1} , тс·м	–	–	30	30	35
Максимальный момент на столе ротора (при ловильных операциях), тс·м	30	30	50	50	60
Максимальная частота вращения стола ротора, мин^{-1}	250	250	250	250	230
Размер проходного отверстия в столе ротора, мм	520	520	560	560	760

Окончание табл. 3.1

Параметры	У7-520-3 без ПКР	У7-520-3 с ПКР-У7	У7-560-6 без ПКР	У7-560-6 с ПКР-Ш8	У7- 760 с ПКР-300
Стопорение стола ротора	Через приводной вал		Непосредственно стола ротора		Через приводной вал
Зажимы под ведущую трубу, мм	102, 127, 152				102, 127
Габаритные размеры, мм:					
длина	2250	2250	2300	2650	2620
ширина	1430	1430	1630	1630	1880
высота	750	750	750	750	800
Общая масса, т	5,1	6,8	5,8	7,2	10,7

Примечание. ПКР – пневматический клиновой захват.

3.2. Вертлюги, буровые шланги и сальники

Вертлюги применяют для соединения талевой системы с бурильной колонной. Они обеспечивают, во-первых, вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и, во-вторых, подачу через нее промывочной жидкости.

В табл. 3.2 приведены технические характеристики вертлюгов различных конструкций для установок глубокого бурения.

Таблица 3.2

Технические характеристики вертлюгов для установок глубокого бурения

Наименование	ШВ-5-75	БУ-75Бр	БУ-50	У6-310-1	ШВ-14-160	У6ШВ-14-160	ШВ-15-300	УШ-300	У6-200
Номинальная грузоподъемность, тс	75	75	50	130	130	160	300	300	200
Максимальная частота вращения, мин ⁻¹	150	170	300	200	350	300	350	100	250
Диаметр отверстия в стволе, мм	75	100	75	75	90	100	90	75	100
Максимальное давление жидкости, подаваемой через вертлюг, МПа	8,0	15,0	20,0	10,0	17,0	17,0	20,0	32,0	25,0
Высота вертлюга, мм	2660	2634	1815	3094	2770	2970	3020	3390	3166
Масса, кг	1060	1008	520	1775	1815	1990	2100	4230	2355

Все вертлюги имеют принципиально общую конструкцию (рис. 3.2). Вертлюг состоит из двух узлов — системы вращающихся и неподвижных деталей. Неподвижную часть вертлюга подвешивают к подъемному крюку, а к вращающейся части (стволу) вертлюга подвешивают бурильную колонну.

Вращающийся ствол 2 опирается своим фланцем на основной опорный роликовый подшипник 10, воспринимающий нагрузку бурильной колонны. Кроме опорного роликового подшипника 10 имеется упорный шаровый подшипник 8, воспринимающий усилия от веса невращающихся деталей вертлюга, а также динамические нагрузки и удары, действующие вверх и возникающие при бурении. Для центрирования ствола в корпусе 6 имеются два радиальных подшипника 7. Для уплотнения зазоров между вращающимися и неподвижными деталями в вертлюге имеются три сальниковых уплотнения: сальник напорный 13, который устанавливается между невращающейся напорной трубой 14 и вращающимся стволом 2 для уплотнения потока промывочной жидкости, находящейся под высоким давлением, и два масляных сальника — нижний 5 и верхний 12, уплотняющие масляную ванну внутренней полости корпуса вертлюга. Из-за тяжелых условий работы опорный подшипник 10 работает в масляной ванне.

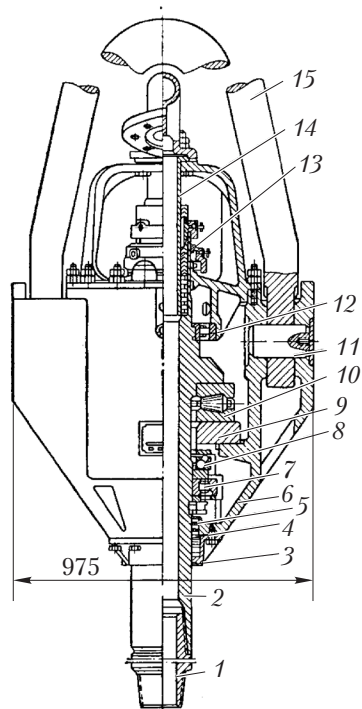


Рис. 3.2. Конструкция вертлюга У6-ШВ-14-160М грузоподъемностью до 160 тс:

1 — переводник; 2 — ствол; 3 — гайка; 4 — втулка; 5 — сальник масляный нижний; 6 — корпус; 7 — подшипник радиальный; 8 — упорный шаровый подшипник; 9 — кольцо; 10 — опорный роликовый подшипник; 11 — палец; 12 — сальник масляный верхний; 13 — сальник напорный; 14 — труба напорная; 15 — штроп

Для соединения с бурильной колонной на нижний конец ствола 2 навинчивается переводник 1 с левой резьбой. Подача промывочной жидкости от неподвижной нагнетательной линии к вертлюгу и далее к вращающимся бурильным трубам осуществляется при помощи гибкого резинового бурового шланга.

Буровые шланги (рис. 3.3) состоят из внутреннего резинового слоя, нескольких слоев прокладок из прорезиненной ткани с соответственным количеством промежуточных слоев резины, металлических плетенок и наружного слоя резины.

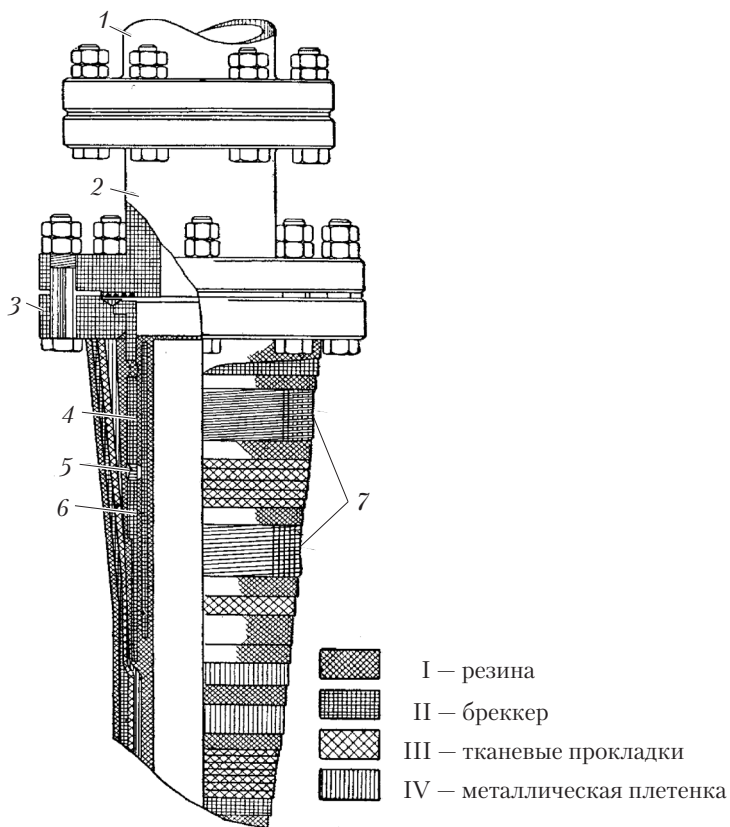


Рис. 3.3. Буровой шланг с привулканизированными штуцерами: 1 — отвод вертлюга; 2 — переводная муфта; 3 — фланец; 4 — труба; 5 — стопор; 6 — втулка; 7 — спираль

В концы бурового шланга вставляют и закрепляют штуцера с фланцами, при помощи которых шланг соединяется со стояком (вертикальная стоящая труба, которой заканчивается напорная линия) и вертлюгом. Буровые шланги, предназначенные для работы при низком давлении, изготавливают без штуцеров, с которыми их соединяют при помощи специальных приспособлений. Буровые шланги высокого давления изготавливают со штуцерами; концы таких шлангов специально армируют и штуцер вводят между слоями ткани (см. рис. 3.3). В настоящее время применяют резиновые буровые шланги диаметрами 102, 76 и 38 мм, рассчитанные соответственно на давление 20, 15 и 3 МПа.

Для очень высоких давлений используют металлические шланги, состоящие из отдельных секций, шарнирно соединенных друг с другом.

Буровые сальники служат для передачи потока очистного агента от нагнетательной магистрали насоса (компрессора) к ведущей бурильной трубе. Они часто снабжаются вертлюжной скобой. В этом случае буровой сальник называют вертлюгом-сальником (табл. 3.3) или просто вертлюгом.

Таблица 3.3

**Технические характеристики вертлюгов-сальников
для геологоразведочных установок**

Тип вертлюга-сальника	ВС-2,5	ВС-5	ВС-10	БИ159-80	БИ249-248
Грузоподъемность, МН	0,025	0,05	0,12	0,10	0,35
Допускаемая кратковременная грузоподъемность, МН	–	–	–	0,17	0,50
Максимальное давление промывочной жидкости, МПа	5,0	5,0	55,0	0,4	6,0
Присоединительная резьба	Левая 42 и 50	Левая 50	Левая 63,55	ЗЛ-63,5	ЗЛ-76
Длина, мм	580	670	895	988	1515
Масса, кг	27,6	36,3	96,3	130	250

3.3. Буровые насосы

3.3.1. Принцип действия и конструкции буровых насосов

Буровые насосы предназначены для закачивания промывочной жидкости в скважину. Существует много типов насосов для перекачки жидкостей: поршневые, центробежные, ротационные и др. В настоящее время для бурения используют только горизонтальные приводные поршневые насосы двойного действия, причем преимущественное распространение получили двухцилиндровые насосы. Хотя они в последнее время вытесняются трехплунжерными насосами (SPECK TRIPLEX), у которых более равномерная подача при коэффициенте наполнения, близком к единице.

Принцип работы двухцилиндровых насосов (рис. 3.4) следующий. При вращении вала 14 с кривошипом 13 шатун 12 приводит в движение крейцкопф 11, движущийся возвратно-поступательно в прямолинейных направляющих, и связанный с ним с помощью штока 10 поршень 5. Поршень 5 совершает движение внутри цилиндра 9, в нижней части которого расположены всасывающие клапаны 4 и 4а, а в верхней части — нагнетательные клапаны 6 и 6а. Всасывающие клапаны соединены с помощью всасывающего трубопровода 3, снабженного фильтром 2, с приемным чаном 1. Нагнетательные клапаны соединены с нагнетательным компенсатором 8 и напорной линией 7.

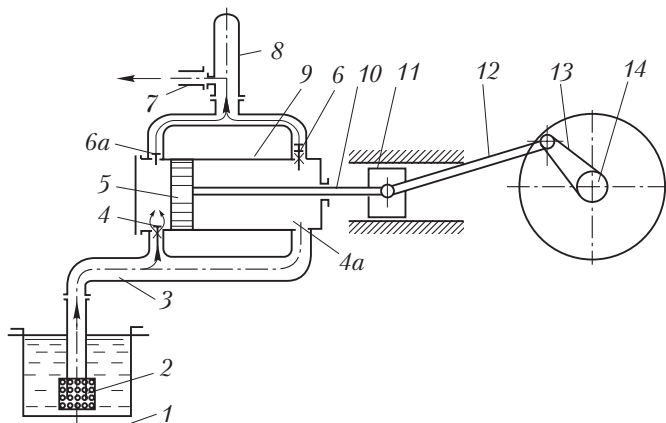


Рис. 3.4. Схема поршневого насоса двойного действия

При движении поршня 5 вправо в левой части цилиндра 9 создается разрежение и под давлением воздуха жидкость из приемного чана 1 поднимается по всасывающему трубопроводу 3, открывает всасывающий клапан 4 и поступает в цилиндр насоса. В то же время в правой части цилиндра 9 жидкость нагнетается (вытесняется) в напорную линию через нагнетательный клапан 6. Клапаны 6а и 4а при этом закрыты. При обратном движении поршня всасывание будет происходить в правой части цилиндра, а нагнетание — в левой.

Таким образом, при передвижении поршня в любую сторону в одной половине цилиндра происходит всасывание, а в другой — нагнетание жидкости, т.е. наблюдается двойное действие насоса.

В табл. 3.4 приведены технические характеристики двухцилиндровых буровых насосов.

Таблица 3.4

Технические характеристики двухцилиндровых буровых насосов

Показатели	Тип насоса				
	12Гр	У8-3	У8-4	У8-6	У8-7
Гидравлическая мощность номинальная, кВт	238,9	257,3	330,75	477,8	632
Приводная мощность, кВт	316	345,5	441	632	845,3
Ход поршня, мм	300	450	450	350	440
Диаметр цилиндровых втулок, мм	160, 150, 140, 130	200, 185, 170, 150, 130	170, 160, 150, 130 120	170, 160 150	170, 160, 150, 140
Диаметр штока, мм	65	65	65	75	
Производительность при коэффициенте наполнения 0,9, л/с:					
наибольшая	24,0	45,0	35,5	32,3	34,4
наименьшая	15,1	17,0	16,3	24,4	22,2
Давление нагнетания при диаметре втулки, МПа:					
наибольшем	17,5	5,5	9,5	15,4	19,3
наименьшем	20,0	15,0	18,0	20,0	29,1
Габаритные размеры, мм:					
длина	3950	4750	4610	4190	—
ширина	2250	3080	3085	2362	—
высота	2300	3360	3207	3205	—
Масса насоса со шкивом, кг	9510	19240	18350	14600	—

В качестве примера рассмотрим устройство бурового насоса У8-4 (рис. 3.5), который состоит из приводной и гидравлической частей.

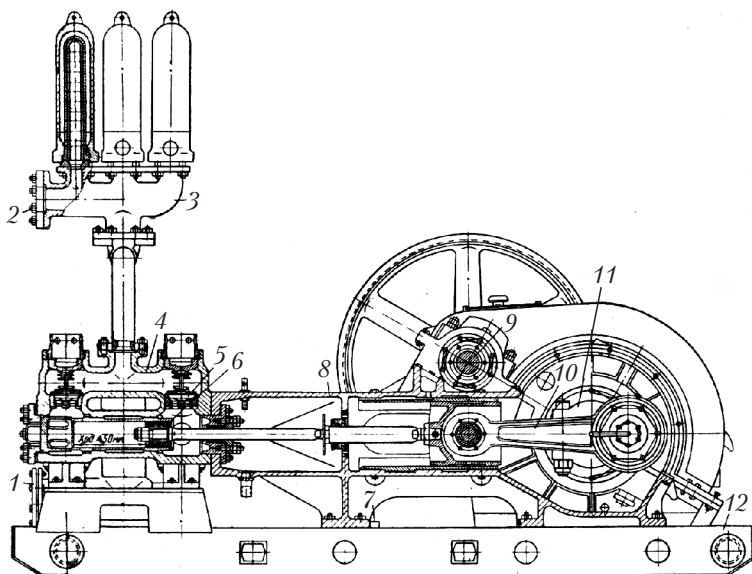


Рис. 3.5. Буровой насос У8-4:

1 — фланец приемной трубы; 2 — фланец нагнетательной трубы; 3 — нагнетательный блок; 4 — гидравлический блок; 5 — клапаны; 6 — поршень; 7 — упор; 8 — станина; 9 — трансмиссионный вал; 10 — шатун; 11 — кривошипный вал; 12 — рама насоса

Приводная часть насоса состоит из станины 8, в которой смонтированы кривошипный вал 11 с зубчатым колесом и двумя кривошипами, шатунами 10, крейцкопфами и трансмиссионным валом 9 со шкивом. Трансмиссионный и коленчатый валы смонтированы на подшипниках качения. Зубчатая пара работает в масляной ванне.

Гидравлический блок 4 насоса состоит из двух клапанных коробок, которые соединены со станиной шпильками. Каждая клапанная коробка имеет два всасывающих и два нагнетательных клапана 5 одинакового размера; всего в насосе восемь клапанов.

В клапанных коробках помещаются сменные цилиндрические втулки. Все втулки имеют одинаковые наружные размеры. Внутри

втулок ходят поршни 6 с самоуплотняющимися резиновыми манжетами. Размеры поршней, так же как и втулок, зависят от требуемых производительности и давления насоса. Движение поршням передают штоки, присоединенные к крейцкопфам при помощи резьбового соединения. На выкиде насоса установлен нагнетательный блок 3. Приводную и гидравлическую части насоса монтируют на одной раме 12.

3.3.2. Расчет производительности бурового насоса

Производительностью бурового насоса называют количество жидкости, подаваемое насосом в единицу времени.

Производительность бурового насоса рассчитывают по формуле

$$Q = \frac{m(2F - f)Ln}{60} k, \quad (3.1)$$

где m — число цилиндров насоса; F — площадь сечения цилиндра, $F = 0,785D^2$ (D — внутренний диаметр цилиндра); f — площадь сечения штока поршня, $f = 0,785d^2$ (d — диаметр штока поршня); L — ход поршня; n — число оборотов коленчатого вала за 1 мин; k — коэффициент наполнения, учитывающий утечки в клапанах и поршнях и другие причины, снижающие производительность насоса.

Величина k зависит главным образом от свойств промывочной жидкости, степени изношенности поршней и клапанов, способа установки приемного резервуара (чана) насоса. При работе на воде или маловязком глинистом растворе величина k для новых поршней и клапанов может достигать 0,9, а при их износе может снизиться до 0,5–0,6 и даже меньше.

Пример. Определить производительность бурового насоса У8-4 при цилиндрических втулках 160 мм (0,16 м), коэффициенте наполнения $k = 0,8$ и $n = 65$ об./мин.

Решение

В табл. 3.4 для насоса У8-4 находим: $m = 2$; $L = 450$ мм = 0,45 м; $d = 65$ мм = 0,065 м.

Определим площади сечения цилиндра и штока:

$$F = 0,785D^2 = 0,785 \cdot 0,16^2 = 0,02 \text{ м}^2, \quad f = 0,785d^2 = 0,785 \cdot 0,065^2 = 0,0033 \text{ м}^2.$$

Вычислим производительность насоса по формуле (3.1):

$$Q = \frac{2(2 \cdot 0,02 - 0,0033) \cdot 0,45 \cdot 65}{60} \cdot 0,8 = 0,309 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для увеличения коэффициента наполнения следует монтировать буровые насосы таким образом, чтобы они работали под залив, т.е. промывочная жидкость из приемных резервуаров (чанов) поступала самотеком в буровой насос. В том случае, когда установка приемных резервуаров выше буровых насосов по каким-либо причинам невозможна, рекомендуется применять подпор, создаваемый центробежным насосом, включенным во всасывающую линию бурового насоса.

3.3.3. Обвязка буровых насосов и оборудование напорной линии

От буровых насосов промывочная жидкость по нагнетательной линии подается в гибкий резиновый буровой шланг и далее в вертлюг. В состав нагнетательной линии входят компенсаторы (воздушные колпаки), нагнетательный трубопровод, стояк и пусковые задвижки.

Компенсаторы служат для уменьшения колебаний давления, вызываемых неравномерностью подачи промывочной жидкости буровыми насосами. Компенсатор представляет собой резервуар, в котором воздушная подушка является своеобразной пружиной, смягчающей гидравлические толчки при движении жидкости. Компенсаторы устанавливаются непосредственно на насосе.

На рис. 3.6 представлен нагнетательный узел бурового насоса с тремя баллонами. Корпус компенсатора 3 соединяется с нагнетательным тройником 1 с помощью шпилек. Такое соединение необходимо, так как по условиям строительства буровых в зависимости от расположения насосов нагнетательный компенсатор приходится монтировать под разным углом.

На корпусе компенсатора 3 установлены три баллона 8 и предохранительный клапан 9, на каждом баллоне — редуцирующий клапан 10, закрытый съемным колпаком, к которому присоединяется шланг 11 от баллона высокого давления. К корпусу компенсатора 3 с помощью фланца 2 присоединяется нагнетательный трубопровод. Каждый из трех баллонов состоит из трубы 5, имеющей на цилиндрической поверхности ряд отверстий для прохода раствора и приваренной к опорному сланцу 4. На трубу 5 надет резиновый баллон 6, а сверху — наружный баллон 7.

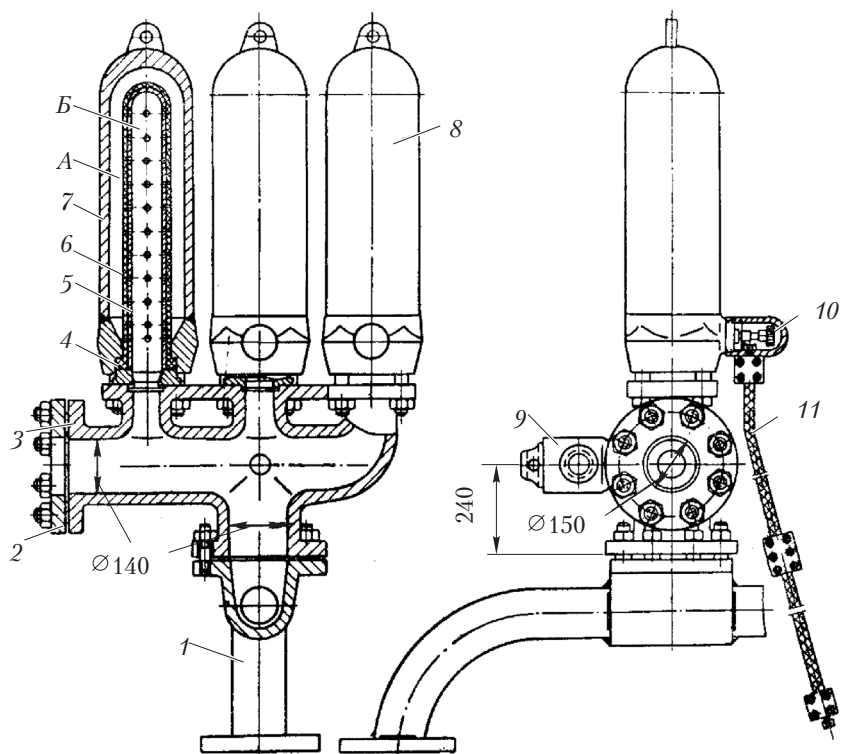


Рис. 3.6. Нагнетательный узел

Компенсатор работает следующим образом. Баллон со сжатым до давления 6–7 Мн/м² воздухом с помощью шланга соединяется с редукционным клапаном 10. При открытии клапана в полости А устанавливается необходимое давление, после чего баллон отсоединяют. При работе насоса раствор заполняет полость Б. Если давление в полости Б будет выше, чем в полости А, то раствор, проникнув через отверстия в трубе 5, заставит расширяться резиновый баллон 6 до тех пор, пока давление в полостях А и Б не выравняется. При падении давления в полости Б резиновый баллон под давлением в полости А вернется в исходное положение. Так автоматически выравнивается давление в нагнетательной линии.

В насосных установках также применяют горизонтальные компенсаторы, работающие по описанному выше принципу.

Нагнетательный трубопровод служит для подачи промывочной жидкости от компенсаторов к стояку в буровой вышке. Его изготавливают из бурильных труб. На концах трубопровода имеются фланцы для подсоединения к компенсатору и стояку. Диаметр нагнетательного трубопровода должен быть не меньше диаметра выкидного патрубка насоса.

Стояк — это вертикально установленная в буровой вышке (как правило, у правой ноги) труба, предназначенная для подачи промывочной жидкости из нагнетательного трубопровода к буровому шлангу. Стояк устанавливают на брус и крепят к поясам вышки. К нижней части стояка для соединения с нагнетательным трубопроводом приваривают патрубки с фланцами. В верхней части стояка имеется фланец для присоединения бурового шланга. Для правильной эксплуатации напорного рукава горловина стояка с фланцем должна быть направлена вниз под углом 30° .

Пусковые задвижки применяют в нагнетательном трубопроводе для обеспечения пуска насосов вхолостую и постепенного повышения давления. В начале пуска промывочная жидкость по специальным отводам при открытых пусковых задвижках из нагнетательного трубопровода сбрасывается в резервуар. Затем при постепенном закрытии пусковых задвижек давление в нагнетательном трубопроводе доводится до рабочего. Диаметр проходного сечения задвижек должен быть равен диаметру нагнетательного трубопровода. Иногда, в случае технологической необходимости, кроме пусковых на нагнетательном трубопроводе ставят проходные задвижки. В настоящее время довольно широко применяются задвижки с дистанционным управлением.

3.4. Турбобуры

3.4.1. Общие сведения

Турбобур — это забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин в различных геологических условиях. В рабочих колесах турбобура гидравлическая энергия бурового раствора, движущегося под давлением, превращается в механическую энергию вращающегося вала, связанного с долотом.

Основная часть турбобура — турбина, состоящая из большого числа (более сотни) совершенно одинаковых ступеней. Каждая ступень турбины в свою очередь состоит из двух частей: вращающейся, соединенной с валом турбобура, — *ротора*, и неподвижной, закрепленной в корпусе турбобура, — *статора*.

Статор 1 (рис. 3.7) представляет собой гладкое стальное кольцо, на внутренней поверхности которого имеются изогнутые лопатки 3. Концы лопаток соединяются внутренним ободом 4. Ротор состоит из кольца 6 и лопаток 2, подобных лопаткам статора, но обращенных выпуклостью в другую сторону. Наружные концы лопаток ротора соединены ободом 5. Между статором и ротором имеется зазор, обеспечивающий свободное вращение ротора в статоре.

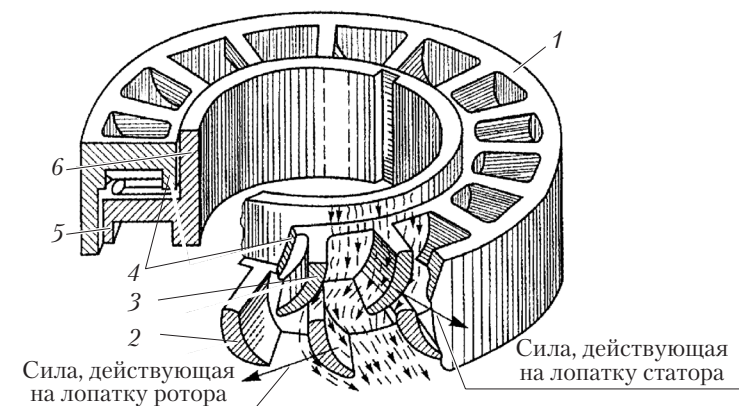


Рис. 3.7. Действие турбины

Теория малогабаритных турбин для бурения нефтяных и газовых скважин создана советским инженером П.П. Шумиловым. Основные условия построения турбин турбобуров следующие. Для получения необходимой мощности и приемлемого для бурения числа оборотов турбина должна быть многоступенчатой. Все ступени турбины должны быть совершенно одинаковыми и обеспечивать пропорциональное числу ступеней увеличение мощности и скорости вращения инструмента.

Для наименьшего износа турбинных лопаток роторы турбины выполняют с тем же профилем, что и статоры, но с поворотом лопаток в противоположную сторону.

Перепад давления на турбине должен быть в пределах, допускаемых насосными установками, применяемыми при бурении глубоких скважин, и во избежание толчков давления в системе не должен существенно изменяться при изменении режима работы турбины.

Установлены следующие основные закономерности влияния количества промывочной жидкости на работоспособность турбины.

1. Скорость вращения турбины пропорциональна количеству прокачиваемой жидкости:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2},$$

где n_1, n_2 — скорости вращения; Q_1, Q_2 — количество прокачиваемой жидкости.

При увеличении количества прокачиваемой жидкости, например, в три раза число оборотов турбины увеличивается также в 3 раза, и наоборот.

2. Перепад давления на турбине пропорционален квадрату количества прокачиваемой жидкости:

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2,$$

где P_1, P_2 — давление на турбине.

При увеличении количества прокачиваемой жидкости, например, в 2 раза давление на турбине увеличивается в 4 раза, и наоборот.

3. Вращающий момент турбины, как и перепад давления, пропорционален количеству прокачиваемой жидкости в квадрате:

$$\frac{M_1}{M_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^2,$$

где M_1, M_2 — вращающие моменты турбины.

4. Мощность турбины пропорциональна количеству прокачиваемой жидкости в кубе:

$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)^3,$$

где N_1, N_2 — мощности турбины.

При увеличении количества прокачиваемой жидкости, например, в 2 раза мощность турбины увеличивается в 8 раз, и наоборот.

При бурении турбобуром энергия для разрушения породы подводится к забою потоком промывочной жидкости. Генератором гидравлической энергии являются буровые насосы, преобразующие механическую энергию привода в гидравлическую энергию потока промывочной жидкости. Часть энергии потока теряется на преодоление сопротивления в нагнетательной линии, бурильных трубах, замках, долоте и затрубном пространстве. Оставшаяся часть энергии в турбине турбобура преобразовывается в механическую энергию, которая обеспечивает работу долота.

П.П. Шумилов показал, что наибольшую гидравлическую мощность на турбине турбобура при неизменном максимальном давлении на выкиде буровых насосов можно получить при выполнении следующего условия:

$$P_T = \frac{2}{3} P_0, \quad (3.2)$$

где P_T — перепад давления в турбобуре; P_0 — давление на выкиде буровых насосов.

Поскольку в процессе бурения скважины гидравлическое сопротивление в бурильных трубах, замках и кольцевом пространстве беспрерывно возрастает, то для обеспечения равенства (3.2) необходимо было бы, по мере углубления скважины, непрерывно снижать подачу насосов и соответственно изменять характеристику турбобуров таким образом, чтобы перепад давления на турбине, несмотря на уменьшение расхода жидкости, протекающей через нее, оставался постоянным.

Практически характеристики турбобура можно изменять только ступенчато, применяя на различных участках скважины турбобуры разных типов. Производительность буровых насосов регулируется также только ступенчато путем смены цилиндрических втулок.

Таким образом, основная задача проектирования режима турбинного бурения заключается в установлении режима работы буровых насосов, подборе типов турбобуров и осевой нагрузки на долото для различных участков ствола скважины, обеспечивающих наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения.

Осевая нагрузка выбирается в зависимости от твердости проходимых пород. При бурении в твердых породах бурильщик для повышения эффективности работы долота увеличивает нагрузку, а при бурении в мягких породах — уменьшает. В то же время независимо от бурильщика частота вращения долота в первом случае уменьшается, а во втором — увеличивается, что и требуется для достижения хороших показателей работы долота.

3.4.2. Характеристика турбобуров

Во время бурения турбобуром частота вращения долота непрерывно меняется в зависимости от нагрузки на забой и крепости проходимых пород. Зависимость между крутящим моментом, приложенным к долоту, и скоростью вращения вала турбобура обратно пропорциональная: чем больше нагрузка на долото, тем меньше скорость вращения вала, и наоборот, уменьшение нагрузки ведет к увеличению скорости вращения (рис. 3.8).

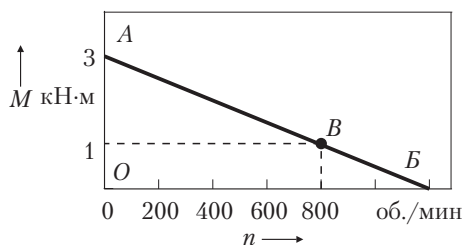


Рис. 3.8. Зависимость вращающего момента от частоты вращения вала турбины

Отрезок OA представляет собой крутящий момент, развиваемый турбобуром при скорости вращения вала, равной нулю, т.е. при торможении. Этот момент называется *тормозным моментом*, и по величине он наибольший. С уменьшением крутящего момента частота вращения вала увеличивается, и когда крутящий момент станет равным нулю, т.е. нагрузки не будет, частота вращения вала будет максимальной (отрезок OB на рис. 3.8, $n = 1200$ об./мин). Максимальная частота вращения вала называется *скоростью вращения на холостом ходу*.

При режиме работы турбобура, характеризуемым точкой B , частота вращения вала равна 800 об./мин, а развиваемый им крутящий момент — 1 кН·м. С изменением скорости вращения вала n меняется не только крутящий момент M , но и другие показатели работы турбобура: КПД и мощность.

Коэффициент полезного действия турбобура изменяется следующим образом. При тормозном режиме, т.е. при $n = 0$ КПД, турбобура также равен нулю. С увеличением частоты вращения КПД возрастает, но после достижения максимального значения при дальнейшем увеличении частоты вращения начинает уменьшаться и в режиме холостого хода вновь становится равным нулю. Соответственно изменению величины КПД (ν) изменяется и величина мощности (N) турбобура (рис. 3.9).

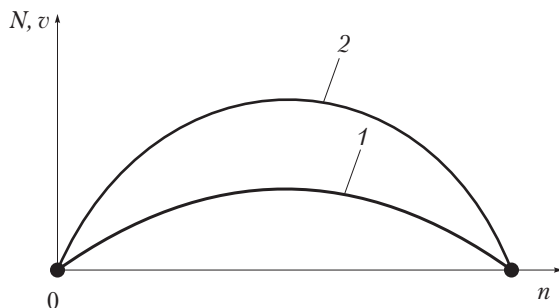


Рис. 3.9. Зависимость КПД (1) и мощности (2) от частоты вращения вала турбобура

Режим работы турбобура, при котором его КПД достигает своего максимального значения, называется *оптимальным*. Частота вращения вала при оптимальном режиме работы примерно в два раза меньше скорости вращения вала турбины на холостом ходу, а крутящий момент в два раза меньше тормозного момента.

В отличие от крутящего момента, мощности и КПД перепад давления P на турбине с изменением частоты вращения вала почти не изменяется. При переходе от режима холостого хода к тормозному режиму перепад давления на турбине несколько увеличивается (10–15 %).

Все вышеизложенное относится к работе турбобура на одинаковом количестве прокачиваемой через него рабочей жидкости.

Построение зависимостей N , P , ν и M от частоты вращения вала n для данного типа турбобура (при $Q = \text{const}$) называется его *рабочей характеристикой*. Рабочие характеристики для каждого типа турбобура при одном и том же количестве прокачиваемой жидкости различные, их строят по результатам стендовых испытаний. Рабочая характеристика турбобура позволяет правильно подобрать режим его работы при данной подаче буровых насосов.

3.4.3. Конструкции многоступенчатых турбобуров

Различные условия, в которых работают турбобуры, привели к необходимости создания нескольких конструктивных разновидностей турбобуров.

Турбобуры выпускаются односекционные бесшпиндельные, односекционные шпиндельные, двухсекционные шпиндельные, трех- и более секционные шпиндельные (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Технические характеристики основных типов турбобуров

Тип турбобура	Число ступеней турбины, шт.	Расход жидкости (вода), л/с	Максимальная мощность на валу турбины, кВт	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, кН·м	Число оборотов вала в минуту при минимальной мощности, об./мин	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, МПа	Масса турбобура, кг
<i>Односекционные турбобуры</i>							
T12M3E-172	121	25	40,5	0,64	625	3,0	1057
T12M3B-195	100	30	58,8	0,83	660	3,5	1425
T12M3B-240	104	50	136,1	1,96	660	4,0	2030
T12PT-240	104	50	136,1	1,96	660	4,0	2017
<i>Двухсекционные турбобуры</i>							
A6Ш	212	20	32,4	0,69	450	4,0	1600**
A7Ш	236	30	103,0	1,86	520	8,2	2600**
A9Ш	210	45	132,4	3,0	420	6,8	3920**

Окончание табл. 3.5

Тип турбобура	Число ступеней турбины, шт.	Расход жидкости (вода), л/с	Максимальная мощность на валу турбины, кВт	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, кН·м	Число оборотов вала в минуту при минимальной мощности, об./мин	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, МПа	Масса турбобура, кг
<i>Трехсекционные турбобуры</i>							
ТС4А-104,5	212	8	14,7	0,15	870	4,5	630
ТС4А-127	240	12	25,7	0,34	740	5,0	1090
ЗТСШ1-172	336	20	51,5	0,98	505	6,0	3585
ЗТСШ1-195	306	30	55,2	1,28	400	3,5	4470
ЗТСШ1-195ТЛ	318	40	62,5	1,72	355	3,0	4410
ЗТСША-195ТЛ	327	24	114,0	1,91	580	6,5	4325
ЗТСШ1-240	315	32	110,3	2,64	420	5,5	5980
А6ГТШ	342/90*	20	31,6	1,20	250	5,6	2900
А7ГТШ	382/14*	30	58,8	1,86	300	7,2	4400
А9ГТШ	340/13*	45	75,0	3,06	235	5,8	6155
ТПС-172	435	25	–	2,1	450	6,57	3325
ЗТСШ1М1-195	455	30	–	2,875	411	5,97	4200

* В числителе указано общее число ступеней турбин, в знаменателе — ступеней гидротормоза.

** Без массы шпинделя.

В турбинных секциях могут быть установлены металлические цельнолитые турбины, металлические составные турбины с прочной частью, выполненной методом точного литья, составные турбины из металлических ступиц и пластмассовых проточных частей, резинометаллические и шаровые радиальные опоры.

В шпиндельных секциях могут использоваться резинометаллические или шаровые опоры.

Применяются турбобуры нескольких типов.

Турбобуры типа Т12 (см. табл. 3.5) применяют для бурения верхних интервалов скважин шарошечными долотами и для комплектования реактивно-турбинных агрегатов для бурения стволов большого диаметра (рис. 3.10).

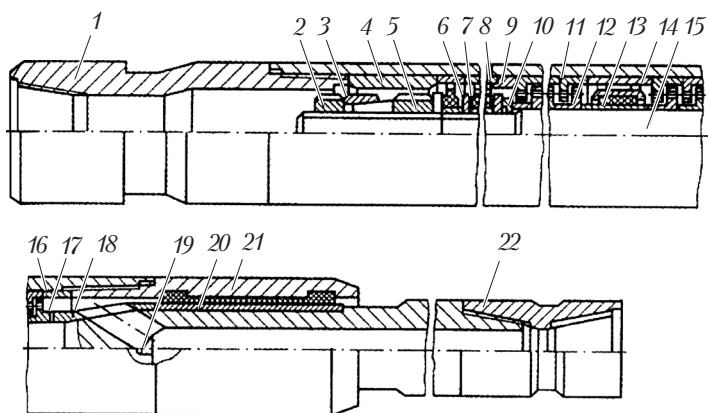


Рис. 3.10. Односекционный турбобур

Диски ротора 12 совместно со втулкой нижней опоры 20 и двумя втулками средней опоры вала 13, упором 18, дисками 6 и кольцами 7 пяты зажимаются на валу 15 роторной гайкой 5. При этом для совпадения промывочных окон на упоре и валу турбобура упор 18 фиксируется шпонкой 19. Для предохранения роторной гайки от самоотвинчивания предусмотрен обжимающий колпак 3, закрепляемый контргайкой 2.

Герметизация диаметральных зазоров между внутренней поверхностью дисков роторов и поверхностью вала в целях предупреждения шламования обеспечивается установкой в верхней и нижней части вала втулок 10 с уплотнительными кольцами 17, что значительно облегчает разборку турбобура при ремонте.

Диски статора 11, средние опоры 14, регулировочное кольцо 9, определяющие положение ротора относительно статора в собранном турбобуре, и подпятники 8 закрепляются ниппелем 21 с использованием регулировочных колец 4 и 16. Корпус крепится к колонне бурильных труб через переводник 1. На валу турбобура имеется переводник 22, соединяемый с долотом.

Для бурения верхних интервалов глубоких скважин диаметром 394–920 мм и более применяют агрегаты реактивно-турбинного бурения (РТБ), у которых два турбобура размещены параллельно и жестко соединены между собой. Для бурения скважин диаметром 1730–2660 мм созданы и применяются в горнорудной промышлен-

ности агрегаты, укомплектованные тремя и даже четырьмя турбобурами.

Реактивно-турбинный агрегат (рис. 3.11) состоит из переводника 1 для соединения агрегатов бурильной колонной, защитного кожуха 2, траверсы 3 с ниппелями, к которым подвешены турбобуры 4, грузов 6, предназначенных для утяжеления агрегата, верхнего и нижнего хомутов 5, переводников 7, с помощью которых к каждому турбобуру присоединяется трехшарошечное долото 8.

Вращаясь от вала турбобуров, долота получают дополнительное переносное движение вокруг оси агрегата, вращающегося либо только за счет сил реакции забоя, либо за счет сил реакции забоя и принудительного вращения агрегата с поверхности через бурильную колонну.

Выбуренная порода выносятся циркулирующим потоком бурового раствора, подаваемого в бурильную колонну и реактивно-турбинный агрегат. Для бурения скважин с помощью агрегатов РТБ используют стандартные буровые установки требуемой грузоподъемности.

Турбобуры секционные типа ТС (ТС4А-104,5, ТС4А-127, ТС5Е-172, ТС5Б-195, ТС5Б-240, ЗТС5Е-172, ЗТС5Б-195, ЗТС5Б-240 и др.)

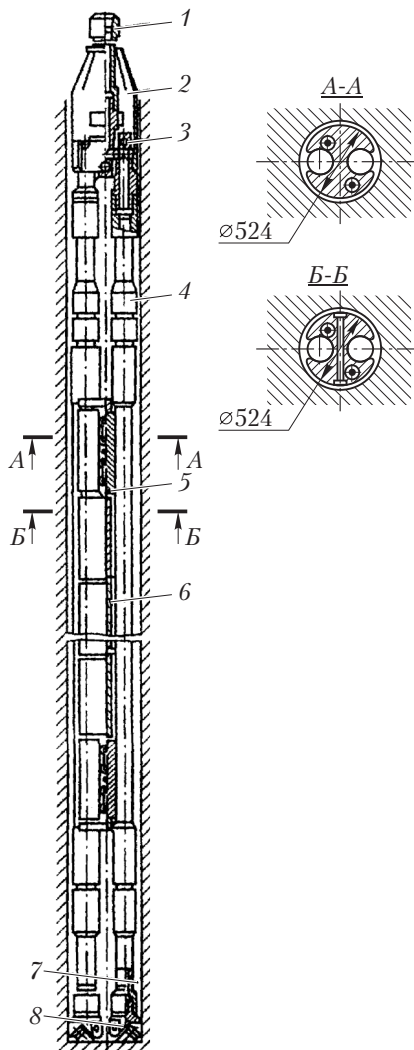


Рис. 3.11. Реактивно-турбинный агрегат РТБ-11-590

применяют для бурения глубоких скважин шарошечными долотами. Они состоят из двух и более турбинных секций, соединенных в один турбобур.

Вращающий момент от валов верхних секций к валам последующих секций передается через муфты валов (конусно-фрикционные и конусно-шлицевые). По корпусу секции соединяются переводниками на замковой резьбе. Нижние секции турбобуров этого типа аналогичны по конструкции односекционным турбобурам типа Т12, за исключением верхней части вала, которая представляет собой конусную поверхность, сопрягаемую с полумуфтой, предназначенной для соединения с валом второй секции турбобура. Верхние и средние турбинные секции одинаковые по конструкции и отличаются от нижних отсутствием осевой опоры и конструкцией вала.

Нижнюю секцию турбобуров типа ТС можно применять для бурения как самостоятельный турбобур, для этого на корпус навинчивают переводники для соединения с бурильными трубами.

Турбобуры типа КТД (колонковое турбодолото) предназначены для отбора образцов породы (керн) при бурении скважин. Имеют наружный диаметр 240, 195 и 172 мм (КТД3-240-269/4В, КТД4С-195-214/60, КТД4С-172-190/40).

Колонковое турбодолото КТД3-240-269/4В по конструкции аналогично турбобуру типа Т12 и отличается от него тем, что имеет полый вал, в котором помещаются грунтоноски и узел для ее крепления.

Колонковые турбодолота КТД4С-172-190/40 и КТД4С-195-214/60 состоят из двух секций. Валы секций турбодолот полые. Они имеют больший наружный диаметр, чем валы турбобуров, и соединяются между собой полыми конусно-шлицевыми полумуфтами.

Конструкция колонковых турбодолот предусматривает применение съемной грунтоноски, обеспечивающей отбор керна без подъема бурильных труб до полной отработки бурильной головки. В верхней части грунтоноски имеется бурт для захвата ее ловителем (шлипсом), спускаемым в бурильную колонну при помощи специальной лебедки.

Турбобуры секционные шпindelные (ЗТСШ-172; ЗТСШ-195; ЗТСШ-195Л; ЗТСШ-215; ЗТСШ-240), а также турбобуры шпindelные унифицированные (ЗТСШ1-172; ЗТСШ1-195;

ЗТСША-195ТЛ; ЗТСШ1-240Ш; см. табл. 3.5) состоят из трех турбинных и одной шпindelной секции. Они позволяют бурить шарошечными долотами с обычной схемой промывки, гидромониторными и алмазными долотами (турбобур ЗТСША-195ТЛ); изменять секционность турбобуров в зависимости от условий бурения; производить смену отработанных шпинделей без разборки секций; увеличивать величину вращающего момента при снижении числа оборотов за счет применения тихоходных турбин, выполненных методом точного литья (турбобур ЗТСШ-195ТЛ).

В каждой турбинной секции размещено около 100 ступеней турбины, по четыре радиальные опоры и по три ступени предохранительной осевой пяты, применяемой для предупреждения опасности соприкосновения роторов и статоров турбины из-за износа шпindelного подшипника в процессе работы.

Создание шпindelного турбобура позволило решить ряд задач, связанных с улучшением энергетических характеристик и эксплуатационных качеств турбобура: значительно уменьшена утечка жидкости из-за ниппеля при увеличенных перепадах давления на долото, повышена прочность валов.

На полом валу шпинделя 20 (рис. 3.12) установлены две радиальные резинометаллические опоры 10 со втулками опор 9 (центрируемыми в верхней опоре подкладными втулками 8) и 25 ступеней непроточной осевой опоры, каждая из ступеней состоит из диска 15, внутреннего 16 и наружного 18 колец и непроточных резинометаллических подпятников 17. Весь пакет деталей, включая упорную 21, дистанционную 13 и промежуточные 14 втулки, закрепляется на валу гайкой 6, колпаком 5, контргайкой 4 и крепится в корпусе 19 посредством переводника нижней секции 1 и ниппеля 23 с использованием регулировочных колец 3, 7, 22.

На верхней части вала шпинделя установлена конусно-шлицевая муфта 2, имеющая промывочные окна для протока рабочей жидкости во внутреннюю полость вала и затем к долоту, присоединяемому к шпинделю в процессе ремонта через переводник 24. Для облегчения разборки шпинделя в процессе ремонта в верхней и нижней его частях установлены втулки 11 с уплотнительными кольцами 12, обеспечивающими герметизацию диаметральных зазоров между валом и закрепленным на нем пакетом деталей.

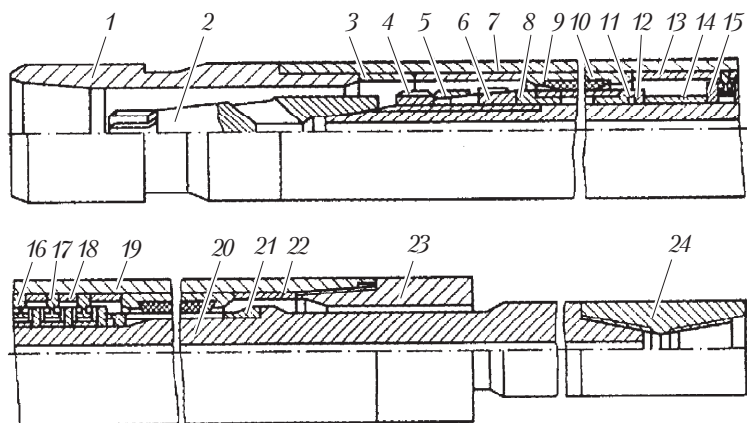


Рис. 3.12. Конструкция шпинделя турбобура

Установка в шпинделе осевой опоры качения (как жесткой, так и амортизированной — шпиндель типа ШШО) вместо резинометаллической опоры скольжения позволяет турбобуру воспринимать более высокие осевые нагрузки и эффективно работать при более низких числах оборотов.

Широко применяются шпиндели типа ШФД с лабиринтными дисковыми уплотнениями, которые предназначены для турбинных секций серийных турбобуров. За счет частичной изоляции картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердые абразивные частицы, значительно увеличен моторесурс шпинделя. Изоляцию обеспечивают лабиринтный уплотнитель в верхней части вала шпинделя и установленная между этим уплотнителем и уплотнителем картера осевой опоры дренажная втулка, отверстия которой сообщаются с затрубным пространством.

В шпинделях типа ШПГ осуществлена полная герметизация картера осевой опоры, заполненного смазкой, от поступления бурового раствора. Надежная герметизация обеспечивается тем, что на герметизирующие уплотнители, установленные сверху и снизу картера осевой опоры, не действует перепад давлений, срабатываемый в насадках долота. Конструкция шпинделя допускает дозaprавку или полную смену смазки на буровой, для чего верхняя и нижняя части картера имеют заправочные втулки.

Турбобуры секционные (А6КЗС; А7Н4С; А9К5Са; А6ГТ; А7ГТ; А9ГТ) и **унифицированные турбобуры секционные с наклонной линией давления** (А7Ш; А9Ш; А7ГТШ; АЗГТШ) состоят из двух или трех турбинных и одной шпindelной секций. В данных турбобурах используется турбина с наклонной линией давления, а в турбобурах А7ГТШ, А9ГТШ для снижения разгонных оборотов дополнительно установлены решетки гидродинамического торможения.

Применение в турбобурах опор качения и турбин, перепад давления на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается от холостого к тормозному режиму, позволяет работать на низких оборотах и при повышенных нагрузках на долото, улучшает запуск турбобура на высокоабразивных и утяжеленных глинистых растворах.

Недостатком турбобуров с наклонной линией давления является возможность резкого увеличения перепада давления при снижении нагрузки на долото в процессе бурения, поэтому их рекомендуют применять, используя дизельный привод на буровых насосах (учитывая более мягкую его характеристику по сравнению с электроприводом). При использовании ступеней гидродинамического торможения частота вращения вала турбобура может быть снижена до 250–300 об./мин.

Базовые детали секционных унифицированных турбобуров с наклонной линией давления и детали турбобуров типа ЗТСШ1 унифицированы по габаритным размерам. Выпускаются также турбобуры шпindelные с независимой подвеской вала турбинной секции (А6Ш; А6ГТШ; А7ШГ; А7ГТШМ; А9ШГ). Их отличительной особенностью является то, что вал в турбинной секции подвешен на отдельном шарикоподшипнике со специальными фонарями для протока промывочной жидкости.

Турбобуры с «плавающими статорами» (ЗТСШ1М1-195; ТПС-172; см. табл. 3.5) имеют следующие особенности: каждый статор турбобура может свободно перемещаться и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента; каждый ротор представляет собой одновременно и пята для соответствующего статора, который не имеет приставочных дистанционных колец. Такое исполнение ступени турбины позволяет до максимума

увеличить средний диаметр турбины и до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удастся разместить в 1,4 раза больше ступеней турбин, чем у серийных турбобуров.

Турбобуры этого типа состоят из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник типа ШШО и резинометаллическая пята.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми люфтами турбины и осевой опоры шпинделя позволяет исключить из практики бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

3.4.4. Редукторный турбобур

Главный недостаток турбобуров — быстроходность. Это ограничивает возможность их использования в сочетании с долотами для низкооборотного (до 200 об./мин) бурения. Редукторный турбобур лишен этого недостатка (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Технические характеристики редукторных турбобуров

Тип турбинной секции	Расход жидкости, л/с	Частота вращения, об./мин	Крутящий момент, кН·м
ЗТСШ-195	20	133	2,20
	25	166	3,44
	28	187	4,32
А7ГТШ	30	83	1,86
	32	88	2,06
	34	94	2,40

Примечание. Передаточное число редуктора-вставки — 3,67.

Сотрудниками Пермского филиала ВНИИБТ создан турбобур ТРМ-195, который состоит из трех основных частей — турбобура, редуктора-вставки и шпинделя.

Турбобур и шпиндель были рассмотрены выше (см. 3.4.3), поэтому остановимся на редукторе-вставке (рис. 3.13). Он состоит из корпуса 3, передачи 6, размещенной в маслonaполненной камере 5, которая ограничена кожухом 1, системы маслoзащиты с уплотне-

ниями (верхним 4 и нижним 8), ведущего 2 и ведомого 11 валов вставки. Каждый из валов 2 и 11 установлен на двух опорах: сферической 7 и радиальной 10, связанной с корпусом 3 упругим элементом 9. При этом сферические опоры 7 установлены на обоих валах со стороны передачи 6, а уплотнения 4 и 8 размещены соответственно на валах 2 и 11 ближе к сферической опоре 7.

В турбобуре редуктор-вставка установлена между турбобуром и шпинделем. Ведущий вал 2 вставки соединен с валом турбобура, а ведомый вал 11 — с валом шпинделя.

Частота вращения и крутящий момент вала турбобура передаются через ведущий вал 2 на передачу 6, где происходит уменьшение частоты вращения и увеличение крутящего момента. Вращение с измененными параметрами через ведомый вал 11 передается на вал шпинделя и далее — на долото. Буровой раствор обтекает маслonaполненную камеру 5 по кольцевому зазору между корпусом 3 и кожухом 1.

В 1975 г. Специальное конструкторско-технологическое бюро погружного электрооборудования (Харьков), Могилевский машиностроительный институт и ВНИИБТ разработали редукторы-вставки с принципиально новыми редуцирующими синусошариковыми узлами.

Синусошариковые вставки РСШ127-5, РСШ190-1,75, РСШ190-2 и РСШ190-5 были приняты к серийному производству. В их обозначениях: буква Р — это редуктор-вставка; С — синусная; Ш — шариковая; 127 или 190 — диаметр (в мм); 1,75, 2, 5 — передаточные числа (отношение частоты вращения ротора электродвигателя к частоте вращения долота). Синусошариковые редукторы-вставки широко используются при бурении электробурами.

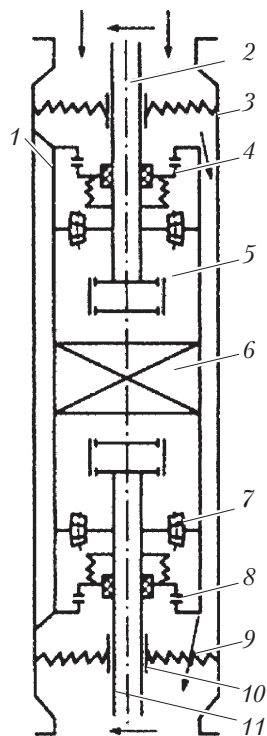


Рис. 3.13. Принципиальная схема редуктора-вставки

В настоящее время промышленностью освоены редукторы-вставки двух типов, созданные на базе зубчатых редуцирующих узлов для турбобуров и синусошариковых редуцирующих узлов для электробуров.

3.4.5. Правила эксплуатации турбобуров

Каждый новый турбобур, получаемый с завода, перед отправкой на буровую проходит проверку в турборемонтном цехе предприятия бурения (экспедиции) с диагностикой его состояния, которая производится на специальном стенде для снятия рабочих характеристик. Рабочие характеристики турбобуров снимают также после их работы на скважине и после ремонта. На каждый комплект (секции, шпиндель) заводится паспорт, в котором фиксируются его ремонты и движение по объектам. При ремонте проверяют крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала. Турбобуры снабжены предохранительным колпаком на валу и заглушкой в переводнике во избежание засорения и порчи турбины во время транспортировки и хранения.

Каждый турбобур имеет заводской паспорт в одном экземпляре и вкладную карточку для учета работы и ремонтов турбобура. Паспорт хранится на ремонтной базе бурового предприятия, а вкладная карточка в период его пребывания на буровой — у бурового мастера. Во время ремонта карточку сдают на базу или завод. Перевозить турбобуры необходимо на специальных лафетах или автомашинах, оборудованных подъемными устройствами для погрузки и выгрузки. При разгрузке их нельзя сбрасывать, так как от сильного удара может погнуться вал турбобура.

Перед спуском в скважину нового или поступившего из ремонта турбобура следует проверить его работу на поверхности. Для проверки турбобур соединяют с ведущей трубой и проверяют плавность запуска при производительности насосов, соответствующих нормальному режиму его работы. Запускают буровые насосы при открытой пусковой задвижке, которую постепенно перекрывают и следят за давлением на манометре. Правильно собранный и отрегулированный турбобур запускается при давлении до 2 МПа. Проверяют также осевой люфт вала, герметичность резьбовых соеди-

нений и отсутствие биения вала. Все данные опробования заносят в буровой журнал. Если при опробовании обнаруживаются дефекты, турбобур в скважину не спускают.

При отсутствии запасного турбобура не вращающийся на поверхности турбобур иногда спускают в скважину, потому что он может заработать после того, как будет дана некоторая осевая нагрузка на долото. Если спущенный на забой турбобур все же не начинает работать, то его следует вращать («расхаживать») ротором, сохраняя нагрузку на забой. «Расхаживание» разрешается вести не более 20–30 мин. Контроль за нормальной работой турбобура на забое осуществляется на буровой по показаниям манометра и индикатора массы (веса).

При постоянной производительности насосов перепад давления в турбобуре при изменении режима его работы почти не меняется. Резкое снижение или повышение давления в нагнетательной линии указывает на отклонения в работе турбобура. О неполадках можно также судить по уменьшению принимаемой турбобуром осевой нагрузки и резкому снижению скорости бурения (если это не вызвано износом долота). Для непрерывного контроля за частотой вращения вала турбобура в процессе бурения скважин рекомендуется использовать турботахометр.

К снижению давления в нагнетательном трубопроводе приводит уменьшение количества жидкости, поступающей в турбобур. Причиной этого могут быть:

- неисправность буровых насосов (нарушение герметичности поршней, уплотнений клапанов, засасывание насосом воздуха, засорение приемной сетки, уменьшение числа ходов насоса и т.д.);
- утечки в резьбовых соединениях бурильных труб и переводников.

Для проверки герметичности колонны бурильных труб следует при их подъеме через каждые пять-шесть свечей прокачивать буровой раствор. Повышение давления при прокачивании указывает на течь в одной из свечей, поднятой в последней партии. Если в трубах не обнаруживается течи, то проверяют турбобур (возможны течи его переводнике).

Резкое внезапное падение давления (почти до нуля) указывает на то, что произошла авария с переводником турбобура, срыв резь-

бы замков или труб. Чаще всего давление повышается из-за засорения каналов турбины турбобура. Для предотвращения этого при бурении и опробовании турбобуров устанавливают фильтры. Когда буровой раствор загрязнен, частицы шлама после прекращения циркуляции осаждаются из бурового раствора на турбине. Если при включении насоса полностью закрыть пусковую задвижку, то шлам (выбуренная порода) забьет турбобур, поэтому полностью закрывать задвижку следует только после промывки скважины в течение 5–10 мин.

Аналогичное засорение турбины шламом произойдет, если во время бурения после выключения насоса сразу открыть пусковую задвижку. При этом возникает обратная циркуляция и осаждающийся на забой шлам засасывается в турбобур. Особенно часто это происходит при использовании воды в качестве промывочной жидкости. Во избежание засорения турбобура необходима тщательная промывка скважины перед остановкой насосов.

Очень часто бывает так, что давление в нагнетательной линии не падает, а турбобур «не принимает» нагрузку. Возможная причина этого — заклинивание шарошек долота, большая сработка опор долота или неисправность турбобура. Для выяснения причины сбоя в работе турбобура поднимают бурильную колонну.

Турбины турбобура выходят из строя главным образом вследствие механического износа наружных, внутренних и торцовых поверхностей. Предупреждение износа турбин является одним из важнейших условий обеспечения эффективности работы турбобура.

После подъема турбобура необходимо проверять его осевой люфт. Для этого вал турбобура опирают на стол ротора, у торца ниппеля на валу наносят риску, затем турбобур приподнимают и на валу точно так же наносят еще одну риску. По расстоянию между рисками определяют величину осевого люфта, которую после каждого долбления заносят в суточный рапорт и передают по вахте. Допустимая величина осевого люфта неодинакова (от 3 до 8 мм) для турбобуров различных типов.

Не более чем через каждые два рейса в зависимости от условий бурения необходимо проверять и подкреплять машинными ключами резьбы ниппеля и переводника турбобура.

3.5. Винтовые забойные двигатели

3.5.1. Конструкция винтового забойного двигателя

Винтовой (объемный) забойный двигатель (ВЗД) предназначен для бурения скважин в различных геологических условиях. В 1962 г. американской фирмой «Смит Тул» был выпущен винтовой двигатель «Дайна-Дрилл», представляющий собой обращенный одновинтовой насос, изобретенный в 1930 г. французским инженером Р. Муано. Характеристики этого двигателя незначительно отличаются от характеристик современных турбобуров. Эксплуатационные данные винтового двигателя оказались более подходящими для наклонного бурения, что и определило его широкое распространение за рубежом в этой области бурения.

На выбор режимов бурения решающее влияние оказали успехи в усовершенствовании конструкций шарошечных долот с маслonaполненными опорами и вооружение их твердосплавными зубьями. Эти долота установили жесткие ограничения частоты вращения (до 200 об./мин). Для работы на таких режимах в 1966 г. предложен новый тип винтового двигателя, в котором многозаходные винтовые рабочие органы выполняют функцию планетарного редуктора. Это позволило получить тихоходную (100–200 об./мин) машину с высоким вращающим моментом.

Рассмотрим устройство винтового забойного двигателя Д1-195, который предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 215,9–244,5 мм при температуре на забое не выше 120 °С.

Д1-195 относится к машинам объемного (гидростатического) действия. По сравнению с другими типами забойных гидравлических двигателей ВЗД имеет ряд преимуществ:

- низкая частота вращения при высоком крутящем моменте на валу двигателя позволяет получить увеличение проходки за рейс долота (в сравнении с турбинным бурением);
- возможность контроля за работой двигателя по изменению давления на стояке насосов;
- перепад давления на двигателе делает возможным применение высокопроизводительных гидромониторных долот.

По принципу действия ВЗД представляет собой планетарно-роторную гидравлическую машину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением (рис. 3.14).

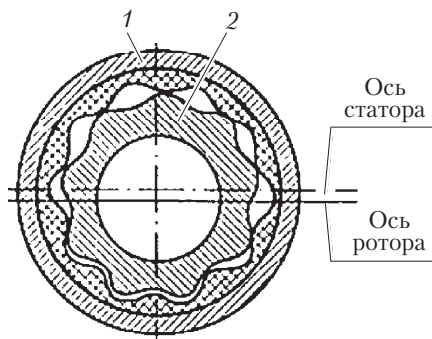


Рис. 3.14. Поперечное сечение рабочих органов винтового (объемного) забойного двигателя

Двигатель включает ротор и статор. Стальной статор 1 внутри имеет привулканизированную резиновую обкладку с винтовыми зубьями левого направления. На стальном роторе 2 нарезаны наружные винтовые зубья также левого направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, в результате чего для осуществления зацепления ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба. Шаги винтовых линий ротора и статора прямо пропорциональны числу зубьев. Специальный профиль зубьев ротора и статора обеспечивает их непрерывный контакт между собой, образуя на длине шага статора единичные рабочие камеры.

Буровой раствор, поступающий в двигатель от насосов буровой установки, может пройти к долоту только в том случае, если ротор поворачивается относительно статора, обкатываясь под действием неуравновешенных гидравлических сил. Ротор, совершая планетарное движение, поворачивается по часовой стрелке (абсолютное движение), в то время как геометрическая ось ротора перемещается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное движение). За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное движение редуцируется в абсолютное с передаточным чис-

лом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает пониженную частоту вращения и высокий крутящий момент на выходе.

Винтовой (объемный) забойный двигатель Д1-195 (рис. 3.15) включает следующие основные узлы: секцию двигателя 2, секцию шпindelную 4, переливной клапан 1 и карданный вал 3.

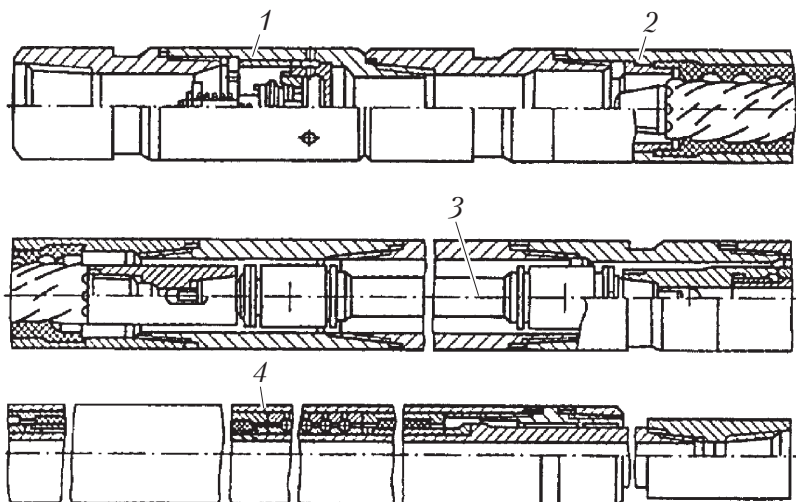


Рис. 3.15. Винтовой (объемный) забойный двигатель Д1-195

Через переливной клапан осуществляется слив бурового раствора из бурильных труб при подъеме колонны с эксцентрично (планетарно) вращающегося ротора на вал шпindelной секции. Шпindelная секция служит для передачи осевого усилия с бурильных труб на долото.

В настоящее время выпускаются винтовые забойные двигатели разных типов (табл. 3.7). Конструкция этих двигателей усовершенствована за счет применения облегченного пустотелого ротора, в полости которого размещается торсион. Уменьшение массы ротора и замена карданного вала торсионом позволили повысить КПД и надежность двигателя.

Диагностика состояния ВЗД производится на стенде для снятия рабочих характеристик. Технология учета результатов проверок аналогична учету для турбобуров.

Таблица 3.7

Технические характеристики винтовых забойных двигателей

Основные параметры	Д1-88	Д1-127	Д3-172	Д4-172	Д1-195	Д2-195	Д3-195
Расход бурового раствора, л/с	4,5-7,0	15,0-20,0	25,0-35,0	25,0-35,0	25,0-35,0	25,0-35,0	20,0-35,0
Частота вращения вала шпинделя, об./мин	162,0-300,0	132,0-174,0	78,0-108,0	90,0-120,0	80,0-100,0	90,0-114,0	78,0-120,0
Перепад давления, МПа	5,8-7,0	6,5-8,7	3,9-4,9	5,0-7,0	4,0-5,0	4,3-6,7	6,0-11,0
Момент силы на валу, кН·м	0,53-0,61	2,2-3,0	3,1-3,7	5,2-7,0	6,5-8,0	5,2-7,0	8,0-12,0
Диаметр применяемых долот, мм	98,4-120,6	139,7-158,7	190,5	190,5	215,9	215,9	215,9
Наружный диаметр, мм	88,0	127,0	172,0	172,0	195,0	195,0	195,0
Длина, мм	3230,0	5545,0	6880,0	7000,0	7675,0	6535,0	7735,0
Масса, кг	110,0	387,0	912,0	850,0	1350,0	1100,0	1200,0

Винтовые двигатели следует доставлять на буровую в собранном виде, с ввинченными предохранительными пробками, что предотвращает попадание посторонних предметов в рабочие органы и повреждения резьб. Не допускается перетаскивание двигателей волоком и сбрасывание их при разгрузке.

Доставленный на буровую двигатель перед пуском в работу подвергают наружному осмотру. Особое внимание следует обращать на наличие трещин и вмятин на статоре и корпусе шпинделя, состояние присоединительных резьб к бурильным трубам и долоту (забоины, промывы и задиры резьб), а также на плотность свинчивания промежуточных резьб, соединяющих корпусные детали двигателя. Не допускается использование двигателя с дефектами корпусных деталей и резьб; в случае неполного свинчивания резьбовые соединения докрепляют машинными ключами. Во избежание отвинчивания статора от шпинделя рекомендуется на буровой докреплять нижнюю резьбу статора в соединении с соединительным переводником. Перед спуском в скважину каждый двигатель следует опробовать над устьем для проверки легкости запуска и герметичности резьбовых соединений; двигатель должен запускаться плавно при давлении на выкиде буровых насосов не более 2,5 МПа. На холостом ходу вращение вала двигателя должно происходить без рывков и заеданий, а остановка при выключении насосов не должна быть резкой.

Одновременно с запуском двигателя проверяют работоспособность переливного клапана. При подаче промывочной жидкости в двигатель клапан должен плотно закрываться без утечек жидкости в боковые отверстия его корпуса; при отключении циркуляции клапан должен открыться. Клапан следует опробовать, опустив его ниже ротора, в противном случае перед закрытием и после открытия клапана возможно разбрызгивание промывочной жидкости на площадке буровой.

В зимнее время запуску двигателя должен предшествовать его отогрев паром или горячей водой в течение 30–40 мин. Винтовые двигатели могут работать на промывочных жидкостях различной плотности и вязкости: на воде (пресной, морской и пластовой), глинистых растворах плотностью до 2,2 г/см³, аэрированных жидкостях. Однако длительная и безотказная работа двигателя зависит прежде всего от качества очистки промывочной жидкости, содер-

жание песка в которой не должно превышать 0,5–1,0 %. Повышенное содержание песка в промывочной жидкости приводит к интенсивному износу рабочих органов.

3.5.2. Особенности бурения винтовыми забойными двигателями

При спуске двигателя в скважину за 10–15 м от забоя следует включить буровой насос и промыть призабойную зону скважины при работающем двигателе. Незапуск двигателя фиксируется по резкому подъему давления на выкиде насосов. В этом случае следует запускать двигатель с вращением бурильной колонны ротором при одновременном прокачивании жидкости. Запуск двигателя ударами о забой не допускается. Во избежание левого вращения инструмента под действием реактивного момента двигателя ведущую трубу фиксируют от проворачивания в роторе с помощью клиньев.

По своим энергетическим характеристикам винтовые двигатели позволяют создавать на долоте высокие осевые нагрузки (двигатель типа Д-195 — до 250–300 кН, двигатель Д-88 — до 30 кН), однако приработку нового долота в течение 10–15 мин необходимо проводить при пониженных осевых нагрузках.

При выборе типа долота предпочтение следует отдавать низкооборотным долотам с маслonaполненной опорой, а также гидромониторным, так как сниженный по сравнению с турбобурами перепад давления в винтовом двигателе создает резерв мощности на выкиде насосов. Тип вооружения долота выбирают в соответствии с твердостью и абразивностью проходимых пород.

При выборе рациональных параметров режима бурения винтовым забойным двигателем необходимо учитывать особенности его характеристик: пропорциональность частоты вращения расходу бурового раствора; сравнительно «жесткую» скоростную характеристику под нагрузкой (в зоне устойчивой работы двигателя от режима холостого хода до режима максимальной мощности частота вращения уменьшается на 15–20 %); линейную зависимость перепада давления на двигателе от момента на долоте.

При бурении винтовым забойным двигателем буровой инструмент необходимо подавать плавно, без рывков. Периодически ин-

струмент следует проворачивать. Расход промывочной жидкости при этом выбирают исходя из условий необходимой очистки забоя. По мере износа рабочей пары двигателя для сохранения его рабочей характеристики целесообразно увеличить расход промывочной жидкости на 20–25 % от начальной величины.

Для предотвращения зашламления двигателя перед наращиванием инструмента или подъемом его для замены долота необходимо промыть скважину в призабойной зоне, затем приподнять инструмент над забоем на 10–12 м и только после этого остановить насосы и открыть пусковую задвижку.

В процессе эксплуатации винтовых двигателей необходимо периодически проверять их пригодность к работе. Двигатель отправляют на ремонт при значительном снижении его приемистости к осевым нагрузкам, увеличении сверх допустимого осевого люфта шпинделя, затрудненном запуске или незапуске над устьем скважины или зашламовании двигателя.

3.6. Электробуры

3.6.1. Конструкция электробура

Электробур — это буровая забойная машина, приводимая в действие электрической энергией и сообщающая вращательное движение породоразрушающему инструменту.

Электробур с долотом (рис. 3.16) опускается в скважину на бурильных трубах. Колонна бурильных труб служит для поддержания электробура, восприятия реактивного момента, подачи к забою бурового раствора и размещения в нем токоподвода. Вал электробура польей, через него буровой раствора попадает к долоту.

Электроэнергия к электробуру подается по кабелю, подведенному к буровому шлангу, соединенному посредством токоприемника с кабелем, смонтированным в бурильные трубы.

Токоприемник представляет собой систему контактных колец и щеток, которые помещены в герметически закрытом корпусе, предохраняющем их от попадания бурового раствора. Подвод электроэнергии через контактные кольца и щетки позволяет вращать

колонну бурильных труб, не нарушая подвода тока к электробурю. Кабель (трех- или двухжильный) вмонтирован в бурильные трубы отрезками, которые при свинчивании труб автоматически соединяются специальными муфтами, укрепленными в бурильных замках (рис. 3.17).

Электробур (рис. 3.18) состоит из маслonaполненного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и шпинделя.

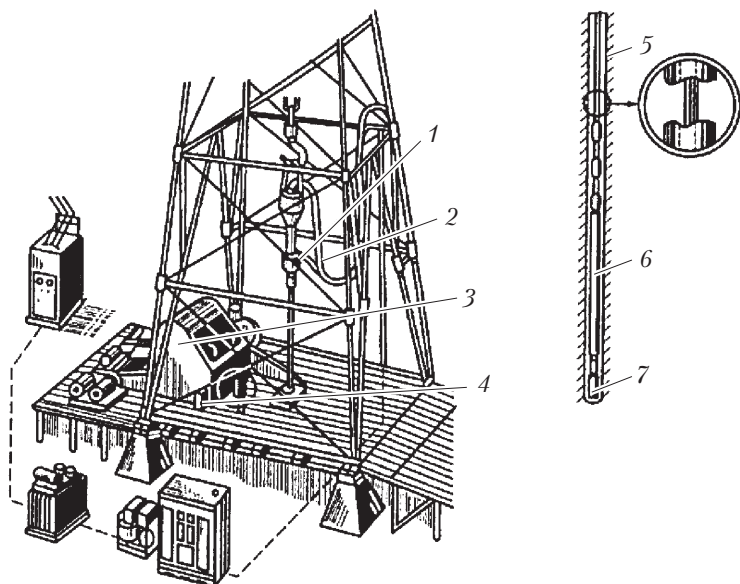


Рис. 3.16. Схема бурения электробуром:

1 — токоприемник; 2 — кабель; 3 — буровая лебедка; 4 — пульт управления; 5 — бурильная труба с вмонтированными внутрикабельными муфтами; 6 — электробур; 7 — долото

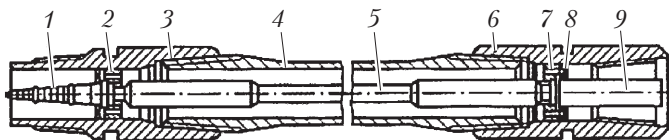


Рис. 3.17. Схема бурильной трубы с двухпроводной кабельной секцией: 1 — двухконтактный стержень; 2 — опора стержня; 3 — ниппель замка; 4 — бурильная труба; 5 — двухжильный шланговый кабель; 6 — муфта замка; 7 — сухарь; 8 — опора муфты; 9 — двухконтактная муфта

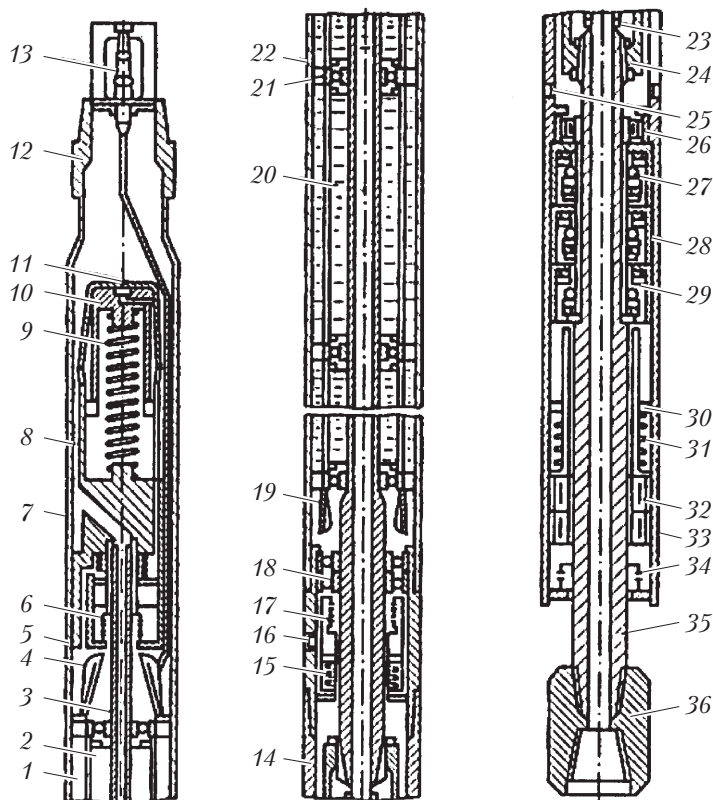


Рис. 3.18. Конструкция электробура:

1 – корпус статора; 2 – пакет магнитопроводной стали ротора; 3 – вал двигателя; 4 – верхняя лобовая часть обмотки статора; 5 – верхний клапан двигателя; 6 – верхний сальник двигателя; 7 – верхний соединительный корпус статора двигателя; 8 – цилиндр компенсатора; 9 – пружина; 10 – поршень компенсатора; 11 – резиновая диафрагма компенсатора двигателя; 12 – переводник под элеватор; 13 – контактный стержень кабельного ввода; 14 – корпус шпинделя; 15 – нижний соединительный корпус статора; 16, 25 – пробки; 17 – нижний сальник двигателя; 18 – нижний подшипник двигателя; 19 – нижняя лобовая часть обмотки статора; 20 – секция ротора двигателя; 21 – промежуточный подшипник двигателя; 22 – промежуточный пакет статора из немагнитного материала; 23 – шарнирная втулка; 24 – зубчатая муфта; 26 – верхний радиальный подшипник; 27 – упорный подшипник; 28, 29 – наружная и внутренняя обойма распределителя осевой нагрузки; 30 – поршень компенсатора шпинделя; 31 – пружина компенсатора; 32 – нижний радиальный подшипник; 33 – клапан; 34 – сальник шпинделя; 35 – вал шпинделя; 36 – переводник на долото

Вращающий момент двигателя передается на вал шпинделя через зубчатую муфту. Стык валов уплотняется шарнирной втулкой с резиновыми кольцами. Через центральное отверстие в валах двигателя и шпинделя пропускается буровой раствор.

Для снижения частоты вращения долота и повышения вращающегося момента, подводимого к долоту, применяют редукторы-вставки, устанавливаемые между двигателем и шпинделем.

Технические характеристики основных электробуров приведены в табл. 3.8, а электробуров с редукторами-вставками в табл. 3.9.

Таблица 3.8

Технические характеристики основных типов электробуров

Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Частота вращения долота, об./мин	Момент вращения, кН·м		КПД, %	cos φ	Масса, кг
						номинальный	максимальный			
Э290-12	290	14,02	240	1750	455	5,10	11,0	72,0	0,670	5100
Э240-8	240	13,40	210	1700	690	2,97	7,6	75,0	0,660	3600
Э215-8М	215	13,93	175	1550	680	2,50	6,5	72,0	0,690	2900
Э185-8	185	12,50	125	1250	676	1,80	3,6	67,5	0,660	2050
Э170-8М	170	12,145	75	1300	695	1,10	2,4	63,5	0,630	1800
Э164-8М	164	12,305	75	1300	685	1,10	2,4	61,0	0,625	1650

Примечание. Максимальный момент вращения указан при длине токопровода, равной нулю, с учетом падения напряжения в обмотке трансформатора.

Таблица 3.9

Технические характеристики электробуров с редукторами-вставками

Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Частота вращения долота, об./мин	Момент вращения, кН·м		Передаточное число редуктора-вставки	Масса, кг
						номинальный	максимальный		
Э290-12Р	290	15,92	228	1750	145	15,30	24,60	3,15	5700
Э240-8Р	240	14,75	200	1700	230	8,50	21,50	3,00	3900
Э215-8МР	215	15,545	166	1550	230	7,10	15,00	3,00	3200
Э215-8Р	215	14,445	142	1250	220	6,30	10,80	3,00	3000
		13,81	142	1250	325	4,25	7,20	2,00	2900
Э185-8Р	185	14,40	119	1250	240	4,80	10,00	2,92	2300
Э170-8Р	170	12,925	62	1050	220	2,75	5,20	3,13	1800
Э164-8МР	164	14,09	71	1300	220	3,15	7,15	3,13	1900

Примечание. Электробуровы могут собираться с двумя последовательно соединенными редукторами-вставками. При этом скорость вращения вала шпинделя снижается и соответственно повышается вращающий момент на валу.

3.6.2. Правила эксплуатации электробуров

Каждый электробур, поступающий на буровую установку, снабжается рейсовым паспортом. Паспорт является приемосдаточным документом, как для буровой установки, так и для прокатно-ремонтной базы.

Перед навинчиванием долота на вал электробура проверяется осевой люфт вала шпинделя. Перед каждым спуском в скважину электробур осматривают внешне, проверяют затяжку клапанов, пробок и положение поршня компенсатора в шпинделе по расстоянию между витками пружины, наличие и давление масла в компенсаторах двигателя и шпинделя.

Контактный стержень очищают, тщательно промывают касторовым маслом, затем проверяют сопротивление изоляции обмотки двигателя относительно корпуса. После проверки изоляции на электробур навинчивают устройство контроля изоляции, а затем центратор и УБТ.

Для нормальной эксплуатации электробуров и токоподвода буровая бригада должна быть обеспечена двухнедельным запасом чистого сухого касторового масла; приспособлением для очистки, промывки и смазки контактных соединений касторовым маслом; комплектом инструмента для обслуживания клапанов и пробок; приспособлением для измерения количества масла в электробуре; маслозаправщиком для закачки масла в шпиндель с двухнедельным запасом машинного масла (авиамасла); запасными токоприемниками и кабельными секциями ведущей трубы; УБТ; центратором; устройством контроля изоляции; маслозаправщиком для закачки трансформаторного масла в двигатель электробура; болтами и пружинными шайбами для крепления токоподвода; калибрами для проверки контактных соединений.

Бурильные трубы с кабельными секциями, доставляемые на буровую установку, подвергаются (на буровой) профилактическому осмотру, проверке креплений кабельных секций в бурильных трубах и проверке сопротивления изоляции.

Не допускается использование труб с дефектами.

При спуске и подъеме контактные соединения секций кабеля необходимо тщательно промывать водой и смазывать горячим касторовым маслом.

После подъема электробур устанавливают на элеватор для проверки положения поршней в лубрикатах и сопротивления изоляции двигателя. По разности уровней положения поршней до спуска и подъема электробура определяют расход масла. Положение поршней в лубрикатах фиксируют в паспорте электробура. Без такой записи нельзя судить о возможности спуска электробура для очередного долбления. При каждом подъеме проверяют качество масла в электробуре, а также в нижней части шпинделя. В случае проникновения промывочной жидкости в шпиндель электробур спускать в скважину запрещено. Правила транспортировки электробуров такие же, как и турбобуров (см. 3.4.5).

3.6.3. Особенности бурения электробурами

Основные особенности бурения электробуром следующие:

- двигатель электробура получает питание непосредственно от бурового трансформатора по кабелю, проложенному внутри колонны бурильных труб. Электроэнергия подается с малыми потерями вследствие применения высокого напряжения;
- мощность электробура практически не зависит от количества и свойств бурового раствора и глубины погружения;
- частота вращения вала электробура не зависит от количества и свойств бурового раствора и незначительно зависит от нагрузки;
- количество прокачиваемого бурового раствора при электробурении определяется условиями нормальной очистки забоя независимо от мощности, развиваемой электробуром;
- электробур — герметичная маслonaполненная машина, рабочие органы которой не подвержены действию абразивных частиц, содержащихся в промывочной жидкости, поэтому его характеристики не изменяются в течение всего срока службы;
- изменение момента сопротивления на долоте при бурении мгновенно отражается на изменении величины тока и мощности. Это дает возможность наблюдать по ваттметру за нагрузкой на долото, определять характер его работы, устанавливать степень износа и предупреждать аварии с долотом;
- контроль за изменением тока и мощности, характеризующими нагрузку на долото, позволяет автоматизировать процесс бурения при максимальном использовании мощности, развиваемой электробуром;

□ отсутствие вращения бурильной колонны и особенности конструкции электробура позволяют при помощи специальной погружной аппаратуры в процессе бурения наклонных скважин осуществлять контроль за углом наклона и азимутом, а также устанавливать отклонитель в нужном направлении и корректировать его положение в процессе бурения.

Многолетний опыт эксплуатации электробуров показал, что их применение наиболее целесообразно при бурении глубоких скважин с применением утяжеленных буровых растворов, наклонно-направленных и разветвленно-горизонтальных скважин, скважин с применением газообразных агентов и опорно-технологических скважин.

3.6.4. Правила техники безопасности при бурении электробуром

При работе электробура необходимо соблюдать следующие правила.

1. Все токоведущие части должны быть надежно изолированы или ограждены, а металлические детали, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции токоведущих частей, заземлены. Надежность изоляции и заземления необходимо регулярно проверять.

2. Наружный кабель, подводящий электрическую энергию к токоприемнику, должен быть прикреплен к буровому шлангу.

3. Буровую вышку необходимо оборудовать устройством видимого разрыва (сигнальным устройством, показывающим, разорвана или нет наземная питающая цепь электробура).

4. В питающей цепи электробура должна быть и поддерживать в исправном состоянии защитная аппаратура, срабатывающая при увеличении тока больше допустимого значения.

5. Перед обслуживанием токоведущих частей (токоподъемника, кабеля и т.д.) необходимо обязательно убедиться в отсутствии напряжения на них. Кроме того, необходимо соблюдать все правила техники безопасности, относящиеся к бурению скважин на нефть и газ.

Пневмо- и гидроударники

3.7. (гидроударные машины)

Пневмоударники применяют как при бурении разведочных скважин (табл. 3.10–3.12), так и при бурении взрывных, гидрогеологических и технических скважин.

Таблица 3.10

Технические характеристики разведочных пневмоударников типа РП

Параметр	Тип пневмоударника		
	РП-130 (РП-130М)	РП-111	РП-94
Диаметр, мм: породоразрушающего инструмента корпуса	152–132 130	113 111	96 94
Длина, мм	1043	982	958
Масса, кг	62	46	36
Глубина бурения при давлении воздуха в сети 0,6–0,7 МПа, м: в сухих породах в обводненных породах	250–300 2100–150	250–300 100–150	250–300 100–150
Энергия единичного удара, Дж	250–300	140–160	90–100
Число ударов в 1 мин	900–1100	1500–1800	1500–1800
Расход воздуха, м ³ /мин В том числе на работу ударного узла	10–12 6,5–7,5	7–9 4–4,5	5–6 3–3,5
Номинальный перепад давления в пневмоударнике, МПа	0,4		

Таблица 3.11

Технические характеристики разведочных пневмоударников типа ПН

Параметр	Тип пневмоударника			
	ПН-76	ПН-93	ПН-112	ПН-132
Номинальный перепад давления при давлении воздуха, МПа: 0,7 2,5	0,6 1,2	0,6 0,9	0,6 0,9	0,6 0,9
Ударная мощность, кВт, при перепаде давления, МПа: 0,6 0,9	1,8 3,4	2,2 3,3	3,0 4,4	5,6 8,4

Окончание табл. 3.11

Параметр	Тип пневмоударника			
	ПН-76	ПН-93	ПН-112	ПН-132
Частота ударов, Гц, при перепаде давления, МПа, не менее:				
0,6	22,5	18,3	17,6	17,6
0,9	25	19,8	19,5	19,1
Полный ресурс в породах, м:				
VI–VIII категории	1900	1900	1900	1900
IX категории	1000	1000	1000	1000
X–XII категории	500	500	500	500
Масса, кг	21	35	53	75

Таблица 3.12

Технические характеристики разведочных пневмоударников типа ПКР

Параметр	Тип пневмоударника						
	ПКР-76	ПКР-90	ПКР-110	ПКР-130	ПКР-150	ПКР-190	ПКР-245
Диаметр коронки, мм:							
наружный	76	93	112	132	152	192	245
внутренний	26	30	38	48	60	60	80
Расход воздуха, м ³ /мин	6–8	6–8	8	8–10	10	16	16–20
Давление воздуха, МПа	12–18	6	6	6	6	6	6
Энергия единичного удара, Дж	100–200	110	130	150	200	300	350
Частота ударов, с ⁻¹	17–20	167	167	167	167	167	167
Типоразмер двойной бурильной колонны	ТБД-73	ТБД-89, ТБД-73	ТБД-108, ТБД-89	ТБД-127, ТБД-108	ТБД-127	ТБД-127	ТБД-127

Типы конструкций разведочных пневмоударников: РП с числом, указывающим в миллиметрах внешний диаметр корпуса пневмоударника; ПН (последние разработки) с указанием через дефис минимального диаметра долота или буровой коронки; ПКР — кольцевые пневмоударники для бурения с пневмотранспортом породы по центральному каналу пневмоударника и бурильных труб.

Для бурения скважин при разработке месторождений выпускают пневмоударники двух типов: с индексами «П» — для открытых горных работ и «ПП» — для подземных горных разработок. Первое число, указанное через дефис за этими индексами, обозначает диаметр скважины в миллиметрах, а следующее — ударную мощность, выраженную в киловаттах.

Пневмоударник РП-130 выполнен с клапанным распределением воздуха, пневмоударники РП-111 и РП-94 — по схеме бесклапанного распределения. РП-130М отличается от РП-130 тем, что у него шлицевой шток, хвостовик и нижний переходник выполнены как одна деталь, а крутящий момент передается с помощью специальных шпонок.

Пневмоударник РП-130 состоит из воздухораспределительно-го клапанного устройства и ударного узла, объединенных в одном корпусе. Поршень ударного узла разделяет полость цилиндра на верхнюю и нижнюю камеры. Пневмоударник работает при ударе поршня по хвостовику за счет периодического поступления сжатого воздуха в верхнюю или нижнюю камеры в зависимости от положения поршня и перекидного клапана; перед запуском пневмоударника поршень находится в крайнем нижнем положении. Сжатый воздух, проходя через верхнюю камеру, перебрасывает первое крыло перекидного клапана и через открывшийся канал попадает в нижнюю камеру. Под давлением воздуха поршень движется вверх. При этом давление в верхней камере повышается и в определенный момент превышает давление в сети. В результате клапан перекрывается, закрывая доступ воздуха в нижнюю камеру. Под давлением воздуха поршень движется вниз. После удара поршня по хвостовику начинается повторение цикла холостой ход — рабочий ход.

Особенностью *бесклапанных пневмоударников РП-94 и РП-111* является схема распределения воздуха, в которой роль клапана выполняет поршень в паре с цилиндром. Принцип действия бесклапанного пневмоударника основан на возвратно-поступательном движении поршня-ударника за счет периодического поступления сжатого воздуха через радиальные отверстия в цилиндре. Движение поршня вверх ограничивается воздушной подушкой, которая образуется за счет части воздуха, отсекаемого в верхней камере, а вниз — промежуточным хвостовиком, передающим удар через шлицевую втулку

и нижний переходник на колонковую трубу. Отработанный воздух сначала поступает в кольцевой зазор между цилиндром и корпусом, а затем, пройдя по отверстиям и шлицевой втулке, — через обратный клапан в колонковую трубу и далее на забой.

Все пневмоударники имеют автоматическую блокировку, которая останавливает работу ударного узла, не прекращая подачу воздуха на забой. Это позволяет периодически продувать скважину более интенсивно и при необходимости проводить спускоподъемные работы с одновременной подачей воздуха в скважину.

Гидроударники Г-7 и Г-9 относятся к среднечастотным гидроударным машинам. Их выпускали (табл. 3.13) для бурения пород средней твердости и твердых пород специальными твердосплавными коронками и шарошечными долотами диаметром 59 и 76 мм.

Таблица 3.13

Технические характеристики гидроударников Г-7 и Г-9

Параметр	Тип гидроударника	
	Г-7	Г-9
Диаметр, мм:		
скважины	76	59
корпуса	70	54
Рабочий агент	Вода	Вода
Расход рабочего агента, л/мин:		
без понизителей	180–200	140–180
с понизителем	100	–
Перепад давления в машине, МПа:		
без понизителей	1,5	1,5
с понизителем	3	–
Ресурс рабочего времени, ч	300	300
Масса ударника, кг	11	10
Энергия единичного удара, Дж	60–70	50–60
Количество ударов в 1 мин	1200	1200
Длина, мм	2000	2500
Масса, кг	50	31

Высокочастотные гидроударники типа ГВ предназначены для бурения скважин диаметром 59–93 мм обычными твердосплавными и алмазными буровыми коронками (табл. 3.14).

Таблица 3.14

Технические характеристики гидроударников ГВ-5 и ГВ-6

Параметр	Тип гидроударника	
	ГВ-5	ГВ-6
Диаметр, мм: скважины	76–93	59–76
корпуса	73	57
Рабочий агент	Вода или глини- стый раствор	Вода или глини- стый раствор
Расход рабочего агента, л/мин	130–150	80–100
Перепад давления в машине, МПа	1–1,5	0,5–0,8
Ресурс рабочего времени при использо- вании, ч:		
глинистого раствора	250	200
воды	400	400
Масса ударника, кг	8	6
Энергия единичного удара, Дж	10–15	5–8
Количество ударов в 1 мин	2800–3600	2500–3200
Длина, мм	1280	1570
Масса машины, кг	26	25

Унифицированные гидроударные машины типов Г-59 и Г-76 предназначены для бурения скважин обычными (для вращательно-ударного) и специальными (для ударно-вращательного бурения) твердосплавными и алмазными коронками и долотами в породах VII–XII категорий по буримости.

В унифицированных гидроударниках возможна регулировка для ударно-вращательного (высокая энергия и средняя частота ударов, индекс «У» в марке машины) и вращательно-ударного бурения (малая энергия и высокая частота ударов, индекс «В» в марке машины).

Включение в состав бурового снаряжения отражателя гидроударных волн (индекс «О» в марке машины) обеспечивает снижение подачи промывочной жидкости, повышение забойной мощности и увеличение глубины применения. В качестве промывочной жидкости может использоваться вода или глинистый раствор с условной вязкостью до 25 с (табл. 3.15).

Таблица 3.15

Технические характеристики унифицированных гидроударников типов Г-59 и Г-76

Параметр	Тип гидроударника						
	Г-59У	Г-59В	ГГ-59ВО	Г-76В	Г-76ВО	Г-76У	Г-76УО
Диаметр, мм: скважины		59				76	
корпуса		57				70	

Окончание табл. 3.15

Параметр	Тип гидроударника						
	Г-59У	Г-59В	ГГ-59ВО	Г-76В	Г-76ВО	Г-76У	Г-76УО
Глубина бурения, м	–	700	2000	800	2000	700	1500
Расход рабочего агента, л/мин	100–130	60–80	20–30	80–120	40–50	180–200	70–80
Энергия одного удара, Дж	50–60	5–7	6–15	10–12	12–17	25–30	30–45
Частота удара, Гц	20	35–75	60–70	30–45	50–55	20–25	30–40
Перепад давления в машине, МПа	1,2–1,5	1,4–1,7	3,2–3,5	1,0–1,5	3,2–3,5	1,5–1,8	1,9–2,3
Длина, мм	1825	1710	2850	1995	3165	1995	3385
Масса, кг	12	25	47	42	77,5	42	74,5

Гидроударные машины типов Г-112 и Г-151 предназначены для ударно-вращательного бурения шарошечными долотами и твердосплавными коронками диаметрами 112 и 151 мм на глубину до 300 м гидрогеологических и технических скважин в породах VI–IX категорий по буримости с пропластками пород до X категории (табл. 3.16). В качестве промывочной жидкости используют воду или глинистый раствор с условной вязкостью до 25 с.

Таблица 3.16

Технические характеристики гидроударников типов Г-112 и Г-151

Параметр	Тип гидроударника			
	Г-112/200	Г-112/300	Г-151/350	Г-151/600
Диаметр корпуса, мм	108	108	146	146
Глубина бурения, м	300	300	300	300
Подача промывочной жидкости, л/мин	200	300	350	600
Энергия удара, Дж	60	60	100	100
Частота удара, Гц	15	15	15	15
Перепад давления в машине, МПа	3	2	2,5	1,5
Длина, мм	2010	2010	2520	2520
Масса, кг	95	95	250	250

При бурении гидрогеологических скважин с использованием двойных колонн бурильных труб комплексов гидротранспорта керна могут применяться кольцевые гидроударники типов КГ-112, КГ-134 и КГ-190.

4

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ И ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Классификация породоразрушающих инструментов

4.1.

Породоразрушающие инструменты по основным функциям делятся на три большие группы:

- для бурения сплошным забоем — долота;
- для бурения кольцевым забоем с отбором образцов породы (кернов) — бурильные головки и коронки;
- вспомогательный инструмент — пикообразные и резные долота, фрезеры, калибраторы, расширители и др.

Инструменты первой и второй групп по характеру воздействия вооружения на горную породу делят на четыре подгруппы: режуще-скалывающего (РС), истирающе-режущего (ИР), дробяще-скалывающего (ДС) и дробящего действия (ДД).

Породоразрушающие инструменты подгрупп РС и ИР характеризуются выполнением вооружения в виде лопастей или секторов, оснащенных износостойкими материалами, а также длительным контактом вооружения с горной породой и деформированием ее по схеме резания, скалывания и истирания.

Рабочий элемент долота называется *лопастью*, если высота долота значительно больше его толщины, и *сектором*, если высота долота меньше или равна его толщине. На секторах, как правило, размещается несколько рядов элементов вооружения, тогда как на лопастях их не более двух.

Породоразрушающие инструменты ДС-действия характеризуются размещением вооружения в виде инденторов на вращающихся-

ся деталях — шарошках и кратковременным периодическим динамическим воздействием каждого индентора на горную породу по схеме вдавливания со сдвигом.

Инструменты первой, второй и третьей подгрупп широко применяются при вращательном способе бурения скважин. Инструменты четвертой подгруппы предназначены для ударного бурения.

Возможность применения инструментов той или иной подгруппы обусловлена механическими свойствами пород, и прежде всего их абразивностью и твердостью. Инструменты каждой подгруппы имеют свои особенности в зависимости от того, для пород какой абразивности и твердости они предназначены. Соответствие инструмента абразивности пород отражает класс инструмента, а твердости — его тип.

Инструменты бывают двух классов: первого — для неабразивных и второго — для абразивных горных пород. Разбуриваемые породоразрушающим инструментом горные породы могут чередоваться по твердости. Для таких пород предназначены промежуточные типы инструментов. Все это отражено в классификации инструментов по классам и типам (табл. 4.1).

Таблица 4.1

**Классификация породоразрушающих инструментов
по классам и типам**

Категория твердости пород по штампу	I–III	IV, V	VI, VII	VIII, IX	X–XII
Подгруппа инструмента	1–3	2,3	2,3	3	3
Тип инструмента 1-го класса:					
основной	М	С	Т	–	–
промежуточный	МС	СТ	ТК	–	–
Тип инструмента 2-го класса:					
основной	МЗ	СЗ	ТЗ	К	ОК
промежуточный	МСЗ	–	ТКЗ	–	–

Из таблицы видно, что породоразрушающие инструменты, в частности долота типа М (для мягких пород), бывают всех трех подгрупп, типа С (для пород средней твердости) и типа Т (для твердых пород) — второй и третьей подгрупп, а типа К (для крепких пород) и типа ОК (для очень крепких пород) — только третьей подгруппы.

Следует подчеркнуть, что шарошечными долотами (третья подгруппа) осуществляется около 90 % от общего объема бурения, кроме того, долота типов К и ОК по характеру воздействия на породу близки к долотам дробящего действия.

4.2. Долота режуще-скалывающего действия

Долота режуще-скалывающего действия изготавливают двух типов — М и МС — для разбуривания рыхлых и слабосцементированных преимущественно глинистых обломочных пород.

Вооружение долот РС выполняется в виде лопастей со сплошной режущей кромкой, поэтому их называют лопастными. На рис. 4.1, а показаны профиль режущей кромки лопасти РС-долота и схема взаимодействия ее с горной породой при бурении.

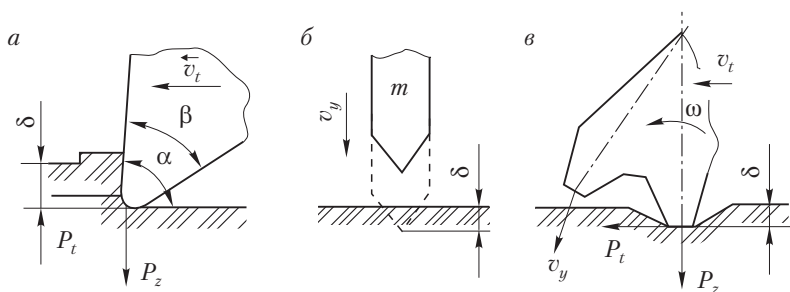


Рис. 4.1. Схемы взаимодействия элементов вооружения долот с горной породой:

а — резание — скалывание; б — дробление; в — дробление — скалывание

Основными характеристиками лопасти являются угол резания α (между передней гранью лопасти и поверхностью забоя) и угол заострения β (между передней и задней гранями лопасти): $\alpha = 70\text{--}85^\circ$, $\beta = 20\text{--}25^\circ$.

Долота выполняют двухлопастными (2Л) диаметром от 76 до 161,1 мм и трехлопастными (3Л) диаметром от 120,6 до 469,9 мм. Долото (рис. 4.2) состоит из корпуса 3 и лопастей 1 (двухлопастные долота цельнокованные, а трехлопастные — с приварными лопастями), имеет систему промывки забоя, включающую внутреннюю

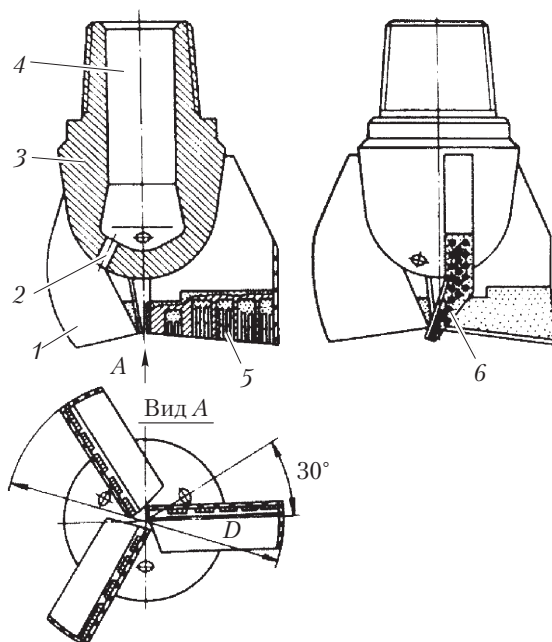


Рис. 4.2. Трехлопастное долото

полость 4 и промывочные отверстия 2. Корпус сверху имеет резьбу для соединения с бурильным инструментом.

Лопастные долота армированы твердым сплавом. На передних гранях лопастей выполняются пазы, которые у долот типа М заправляются зерновым релитом. У долот типа МС в пазы впаиваются твердосплавные пластины 5. Затем передняя грань лопастей наплавляется твердым сплавом (релитом). Боковые, калибрующие скважину грани каждой лопасти, армируются твердосплавными штырями 6 из сплава ВК8-В путем их запрессовки с последующей наплавкой сверху релита (рис. 4.2). Предусматривается также защитное покрытие всех наплавленных поверхностей специальным чугуном.

Лопастные долота выполняются с обычной и гидромониторной системами промывки.

Обычная система промывки включает внутреннюю полость 4 и промывочные отверстия 2 (рис. 4.2). Число промывочных отвер-

стей совпадает с числом лопастей. Струя жидкости, формируемая системой промывки, направляется на забой перед передней гранью лопасти. Пересечение осей струй с забоем образует окружность радиусом $2/3 R_d$ (R_d — радиус долота). Эффективность очистки забоя от шлама зависит как от общего количества промывочной жидкости, так и от воздействия струи на забой.

Воздействие струи на забой характеризуется гидродинамическим давлением

$$p_d = kv_{и}^2,$$

где k — коэффициент пропорциональности; $v_{и}$ — скорость истечения жидкости из отверстия долота.

Влияние увеличения скорости истечения жидкости на механическую скорость проходки становится существенным при $v_{и} > 60$ м/с. Однако эрозионный износ стенок отверстий в стальном корпусе долота не позволяет повысить скорость истечения более 30 м/с.

Потери напора на долоте рассчитывают с учетом скорости истечения жидкости из отверстия:

$$\Delta P_d = \rho_1 v_{и}^2 (2\mu^2),$$

где ΔP_d — потеря напора (перепад давления) на долоте; ρ_1 — плотность промывочной жидкости; μ — коэффициент расхода.

Коэффициент расхода отражает потери энергии потока в системе промывки. Следовательно, чем выше μ , тем выше гидродинамическое совершенство системы; μ всегда меньше единицы.

Промывочные отверстия в виде сверлений с острыми кромками (см. рис. 4.2) имеют весьма низкий ($\mu = 0,64-0,66$) коэффициент расхода. Повысить его значения до 0,8–0,9 можно путем оформления конического входа (например, раззенковкой отверстия).

Гидромониторная система промывки отличается от обычной тем, что в промывочных отверстиях долота установлены гидромониторные узлы (ГМУ) для предупреждения размыва корпуса при высоких скоростях истечения жидкости. Долота с такой системой промывки называются гидромониторными.

На рис. 4.3 показана конструкция ГМУ и его крепление в корпусе 5 долота. ГМУ включает твердосплавную или металлокерамическую насадку 4, уплотнение насадки 3 относительно корпуса (ре-

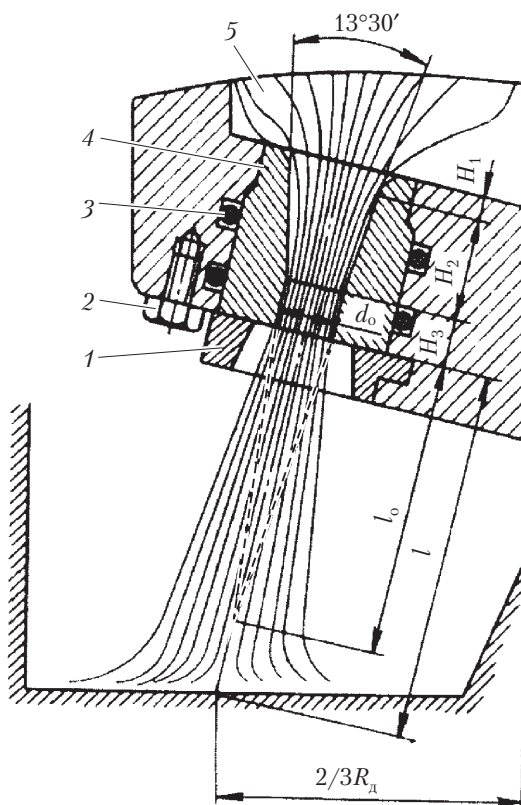


Рис. 4.3. Конструкция ГМУ промывки лопастного долота

зиновые кольца круглого сечения), фигурную шайбу 1, входящую буртом в паз корпуса долота, стопорный болт 2, удерживающий шайбу от выпадения из пазов корпуса долота.

Насадка имеет скругленную кромку на входном участке H_1 , конический участок сжатия струи H_2 с углом при вершине конуса $13^\circ 30'$ и цилиндрический участок H_3 диаметром d_0 .

Струя жидкости после выхода из насадки встречает значительное сопротивление со стороны окружающей ее жидкости, расширяется и быстро теряет скорость. Чтобы расширение струи было минимальным, длина цилиндрического участка H_3 должна быть больше половины d_0 . Наибольшая потеря скорости по периметру

струи, наименьшая — на оси. Область, в которой скорость струи остается постоянной, называется **ядром струи** (на рис. 4.3 ядро струи показано пунктиром). Длина ядра струи $l_0 \approx 5d_0$. Наибольший гидромониторный эффект достигается при минимальном значении l — расстояния от нижнего торца насадки до забоя. Однако очень маленькое расстояние может привести к размыву крепления насадки и корпуса долота отраженным от забоя потоком жидкости.

Следует отметить, что конструкции крепления современных гидромониторных насадок отличаются от описанной — резьбовые, гвоздевые, пружинные кольца (разные у разных производителей).

Долота РС шифруют следующим образом: 2Л 161,1М; 3ЛГ 190,5МС, здесь 2 и 3 — число лопастей; Л — лопастное РС-действия; 161,1 и 190,5 — диаметры долот (в мм); М и МС — типы долот.

Долота истирающе-режущего действия

4.3. с твердосплавным вооружением

Истирающе-режущие долота с твердосплавным вооружением изготавливаются двух типов — МСЗ и С — для разбуривания соответственно мягких абразивных (слабо сцементированные песчаники и алевролиты) и средней твердости неабразивных горных пород (глинистые сланцы, аргиллиты, гипсы). Вооружение этих долот выполнено в виде лопастей с гребенчатой режущей кромкой; долота типа МСЗ — трехлопастные с диаметрами от 190,5 до 269,9 мм, а типа С — шестилопастные с диаметрами от 76 до 269,9 мм.

Принципиальное отличие долот ИР-действия от долот РС-действия — прерывистое (гребенчатое) выполнение режущей кромки для обеспечения более высокого давления вооружения на забой и улучшения охлаждения режущих элементов промывочной жидкостью (рис. 4.4). Это достигается установкой в стальные лопасти штырей из твердого сплава ВК8-В со значительным вылетом над торцом лопасти. Армирование боковых граней лопастей такое же, как и у долот РС. После установки штырей передняя и боковая грани лопасти наплавляются твердым сплавом.

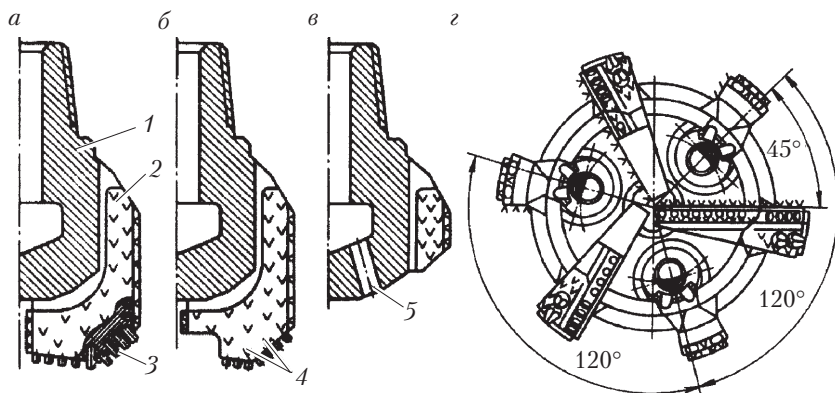


Рис. 4.4. Особенности конструкции и вооружение истирающе-режущего долота:

1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – твердосплавный штырь (зубок); 4 – наплавка твердого сплава; 5 – промывочное отверстие

В отличие от РС-долот (см. рис. 4.2) ИР-долота имеют лопасти со скосом у периферии, который обусловлен установкой штырей в отверстиях.

Трехлопастные ИР-долота имеют одну полную (рис. 4.4, а) и две укороченные по радиусу (рис. 4.4, б) рабочие лопасти, шестилопастные — одну полную, две укороченные (подобные лопастям трехлопастного долота) и дополнительно на корпусе три калибрующие лопасти (рис. 4.4, в). Вид шестилопастного долота (снизу) показан на рис. 4.4, г. Для повышения запаса вооружения на периферии рабочих лопастей твердосплавные штыри (зубки) установлены в два ряда. Такая конструкция долота позволила обеспечить высокое давление вооружения на забой, сравнительно равномерное распределение износа вооружения по радиусу, практически круглое сечение скважины и снизить скорость уменьшения диаметра.

Для уменьшения сопротивления горных пород разрушению по мере удаления от центра скважины был разработан и испытан ряд конструкций ступенчатых долот, в которых использован эффект снижения сопротивления разрушению горной породы при расширении скважины, образованной идущей впереди ступенью. Трехлопастные ступенчатые ИР-долота бывают в двух-, трех- и четырехступенчатом исполнении. Все ступеньки имеют одинаковую

длину режущих кромок; высота ступеньки равна длине ее режущей кромки. Передние и боковые грани ступеней армируются так же, как и у обычных долот.

К недостаткам ступенчатых долот относятся худшие условия очистки забоя от шлама и охлаждения вооружения промывочной жидкостью.

Истирающе-режущие долота выполняются как с обычной, так и с гидромониторной системами промывки. Расположение промывочных каналов показано на рис. 4.4.

Шифруют долота ИР следующим образом: ЗИР 190,5МСЗ; 6ИРГ 215,9С, где 3 и 6 — число лопастей; ИР — истирающе-режущего действия; числа 190,5 и 215,9 — диаметр долота (в мм); МСЗ и С — тип долота.

4.4. Одношарошечные долота

По мере увеличения твердости и абразивности горных пород проблема создания высокопроизводительного долота истирающе-режущего действия значительно усложняется. Для повышения эффективности разрушения породы увеличением давления вооружения на забой необходимо уменьшить опорную поверхность вооружения, но при этом уменьшается его запас прочности и соответственно долговечность.

Оптимальным решением было бы создание долота с частично работающим вооружением, остальное вооружение вступало бы в работу по мере выхода из контакта с породой его работающей части.

Этот принцип был реализован при создании ряда конструкций дисковых и одношарошечных долот с шарошками разной формы, однако серийно выпускаются только одношарошечные долота со сферическими шарошками типа СЗ.

Такое долото (рис. 4.5, а) имеет корпус 1 с присоединительной резьбой, нижняя часть корпуса выполнена в виде лапы 2 с наклоненной под 30° цапфой 4, на которой на подшипниках установлена сферическая шарошка 5. Шарикоподшипник двустороннего дей-

ствия (замковый) собирают через отверстие в лапе и цапфе. После сборки долота отверстие закрывают пальцем 3, который приваривают к корпусу. Промывочное отверстие 6 образует систему промывки долота. В теле шарошки выполнены пазы и канавки для улучшения выноса шлама, охлаждения вооружения и проходимости долота по скважине при спускоподъемных операциях.

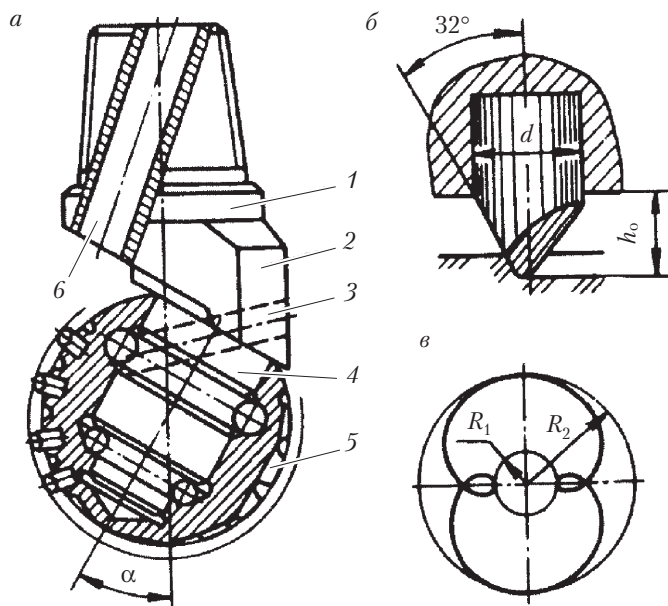


Рис. 4.5. Конструкция (а), общий вид зубка (б) и траектория движения вооружения шарошки (в) одношарошечного долота

Шарошка вооружена твердосплавными зубками формы Г23. Общий вид зубка и схема его взаимодействия с забоем показаны на рис. 4.5, б. Зубок имеет одну плоскую и одну выпуклую грани. Основные геометрические характеристики зубка: диаметр d , угол резания (32°) и вылет зубка над телом шарошки h_0 .

Из рис. 4.5 видно, что зубок имеет тупой угол резания. Эта вынужденная мера, для того чтобы исключить растягивающие напряжения на передней грани зубка и тем самым повысить его сопротивление разрушению.

В процессе бурения элементы вооружения шарошки совершают сложное движение относительно забоя скважины, обусловленное вращением шарошки вокруг своей оси и вращением корпуса долота. Рассмотрим основные кинематические характеристики долота.

Долото вращается вокруг своей оси с угловой скоростью ω_d . Тогда угловая скорость шарошки ω относительно цапфы

$$\omega = \frac{\omega_d}{\cos\alpha + \sin\alpha_0}, \quad (4.1)$$

где α — угол наклона оси цапфы к оси долота; α_0 — угол наклона мгновенной оси вращения шарошки к горизонтальной плоскости.

Угол α_0 определяется из условия минимума суммы моментов всех сил, действующих на шарошку: на практике принимают $\alpha_0 = 45\text{--}55^\circ$. Тогда передаточное отношение $i = \omega/\omega_d = 0,62\text{--}0,71$, т.е. шарошка относительно цапфы вращается медленнее, чем долото вокруг своей оси.

Траектория движения элемента вооружения шарошки относительно забоя — пространственная эпитрохоида. Проекция траектории на горизонтальную плоскость приведена на рис. 4.5, в, из которого видно, что элемент вооружения периодически то удаляется, то приближается к оси долота, в интервале от R_1 до R_2 , пересекая в двух точках свой след.

Воздействие большого числа зубков на забой образует сетку поражения, однако при этом на забое остается много целиков породы, не поражаемых зубками, но они разрушаются в результате истирания и раздавливания телом шарошки. Наличие целиков обуславливает значительные затраты энергии на неэффективный процесс истирания породы и резко снижает скорость проходки одношарошечными долотами. В настоящее время ведутся работы по устранению этих недостатков путем оптимизации формы самой шарошки и размещения зубков на ней, а также увеличения вылета зубков над телом шарошки.

Одношарошечные долота образуют круглый ствол скважины и в значительно меньшей степени возбуждают поперечные и крутильные колебания бурильного инструмента. Однако несовершенство вооружения и системы промывки ограничивает область их применения: долота конкурентоспособны только при разбуривании абразивных горных пород средней твердости.

Истирающе-режущие долота,

4.5. оснащенные алмазами

Алмаз — минерал, полиморфная модификация углерода. Кристаллы алмаза представляют собой октаэдры, ромбододекаэдры и др. Размеры кристаллов от микроскопических до весьма крупных, массой до 3000 карат (1 карат — 0,2 г). Кристаллическая структура атомная, отличается плотной упаковкой и равномерным распределением связей. Это обуславливает высокую плотность ($3,5 \text{ г/см}^3$), твердость и жесткость алмаза. Микротвердость алмаза в 10 раз выше, чем у кварца, и в 6 раз выше, чем у твердых сплавов. Модуль Юнга алмаза равен $88 \cdot 10^4$ МПа, т.е. в 2 раза выше, чем у твердых сплавов, и в 4 раза, чем у стали. Благодаря этим свойствам он имеет исключительно высокую износостойкость при трении скольжения.

Наряду с преимуществами у алмаза есть и недостатки: он весьма хрупок, имеет совершенную спайность по октаэдру. При температуре $1850 \text{ }^\circ\text{C}$ в вакууме алмаз превращается в графит, на воздухе при температуре $\sim 600 \text{ }^\circ\text{C}$ быстро окисляется, а при более высокой температуре сгорает с образованием углекислого газа.

Алмазы делятся на две группы: ювелирные и технические. Технические алмазы, в свою очередь, делятся на три подгруппы: борт, баллас и карбонадо.

Борт — алмазы в виде неправильных кристаллов и агрегатов. Цвет желтый, коричневый, серый.

Баллас — шаровидные агрегаты, представляющие собой крупнокристаллическое ядро, покрытое мелкокристаллической корочкой. Цвет от мутно-белого до серого.

Карбонадо — плотные, мелкозернистые агрегаты. Цвет от серого до черного.

Основным сырьем для изготовления породоразрушающих инструментов являются наиболее дешевые алмазы подгруппы борт.

Для повышения сопротивления разрушению алмазы предварительно обрабатывают. Вначале их подвергают избирательному дроблению, при котором алмазные агрегаты раскалываются по дефектным местам. Затем проводится овализация. Этот процесс осуществляют во вращающейся камере, где алмазы, контактируя друг с другом, истираются и приобретают округлую форму. Для снятия

внутренних напряжений алмазы нагревают до 920–940 °С, а затем медленно охлаждают.

Алмазное долото (рис. 4.6, а) состоит из полого корпуса, включающего головку 1 и переводник 2 с присоединительной резьбой, матрицу 3, на секторах которой размещены алмазы 4. В матрице долота выполнены промывочные отверстия 5, переходящие в промывочные каналы 6.

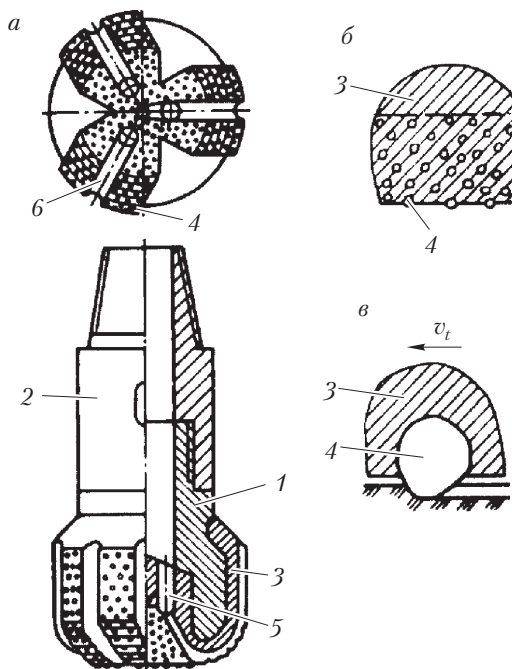


Рис. 4.6. Алмазное долото ДК:

а — конструкция долота; б — импрегнированный слой;

в — схема разрушения породы

Алмазы на секторах крепят разными способами. Наиболее распространенный — способ порошковой металлургии. Алмазы раскладывают в пресс-форме по заданной схеме и фиксируют клеем. В пресс-форму засыпают порошкообразную шихту (например, смесь карбида вольфрама и кобальта) и спрессовывают ее, причем в качестве пуансона используют головку породоразрушающего инстру-

мента. Далее проводят спекание при температуре около $1300\text{ }^{\circ}\text{C}$ в защитной среде (например, в водороде). Зерна алмазов должны выступать над матрицей на $1/5$ – $1/4$ от их диаметра. Для оголения алмазов, если это не было предусмотрено в пресс-форме, рабочие поверхности породоразрушающих инструментов подвергают пескоструйной обработке.

Инструменты с алмазами, размещенными только в поверхностном слое матрицы, называются *однослойными*. При этом используют алмазы размером 2–3 мм (от 3 до 12 зерен на карат).

При использовании мелких алмазов (до 1000 зерен на карат) их размещают в поверхностном слое матрицы толщиной 5–6 мм (алмазы включены в состав шихты, образующей этот слой). Такие слои называются *импрегнированными* (рис. 4.6, б).

Профили секторов могут быть разными. У долота, показанного на рис. 4.6, а, цилиндрическая поверхность сектора, калибрующая стенку скважины, переходит в наружную торовую поверхность, которая, в свою очередь, плавно переходит во внутреннюю коническую поверхность. Наружная торовая поверхность матрицы может быть гладкой или ступенчатой.

Алмазы разрушают горную породу микрорезанием, передеформированием с последующим усталостным отделением частиц породы или ее истиранием (рис. 4.6, в). Такие виды разрушения обуславливают весьма низкую механическую скорость проходки.

Исследования показали, что породоразрушающие инструменты, оснащенные крупными алмазами, могут обеспечить объемное разрушение породы резанием — скальвованием и высокую механическую скорость, но они менее эффективны, чем инструменты, оснащенные алмазотвердосплавными пластинками или резаками.

Общей в шифре всех конструкций алмазных долот (табл. 4.2) является первая буква Д, вторая буква отражает особенности конструкции: Л — долота с узкими секторами (лопастями), на каждом из которых размещен радиальный ряд алмазов; К — долото со ступенчатым профилем секторов (см. рис. 4.6, а); Р — долота с гладкими секторами или с мелкими торовидными выступами; И — импрегнированное долото, а если этой буквы нет, то долото однослойное; третья буква С означает, что долото оснащено искусственными (синтетическими) алмазами; четвертая буква И также

означает, что долото импрегнированное. Синтетические алмазы существенно уступают естественным по прочности, а поэтому ими оснащают только долота типа С.

Таблица 4.2

Алмазные долота и характеристики разбуриваемых ими горных пород

Конструкция долота	Тип долота	Твердость породы, $\rho_{ш}$, МПа, не более	Абразивность породы
ДЛС	С	100	Малая
ДКС	С	150	Малая
ДКСИ	С	150	Малая и средняя
ДРС	СТ	150	Малая и средняя
ДК	С	150	Малая и средняя
ДИ	С	400	Малая и средняя
ДР	Т	200	Малая и средняя
ДИ	Т	400	Средняя и высокая

В полном шифре алмазных долот указывают их диаметр (163,5, 188,9, 214,3, 267,5, 292,8 мм), например ДЛС 188,9С2, ДК 214,3С6, ДИ 214,3Т3; последняя цифра в шифрах соответствуют номеру модификации долота.

Особенности бурения алмазными долотами обусловлены конструкцией рабочих элементов и свойствами алмазов. Алмазы выступают из матрицы на незначительную величину, поэтому с увеличением осевой нагрузки на долото внедрение алмазов быстро достигает предельного значения. Дальнейшее повышение нагрузки не приводит к увеличению эффективности разрушения породы, а возрастающая при этом работа сил трения может вызвать опережающий износ матрицы, оголение и выпадение алмазов. Кроме того, растет опасность чрезмерного повышения температуры алмазов, их окисления и даже графитизации. В связи с этим большую роль играет эффективное охлаждение рабочих поверхностей долота. Однако высокая интенсивность промывки может вызвать эрозионное изнашивание матрицы, поэтому режим работы алмазных долот строго регламентирован инструкциями по их применению.

Опасность перегрузок и раздавливания алмазов не допускает использования алмазных долот для проработки скважины (расширения ствола до номинального диаметра). В то же время некруглое сечение скважины, образованное предшествующим неалмазным

долотом, затрудняет прохождение алмазного долота по стволу, поэтому его диаметр должен быть меньше диаметра соответствующего неалмазного долота. Например, неалмазному долоту диаметром 190,5 мм соответствует алмазное долото диаметром 188,9 мм.

Высокая хрупкость алмазов не допускает наличия на забое скважины твердых предметов, обломков зубков и т.п. Перед спуском алмазного долота скважину необходимо очистить от металла и прошаблонировать твердосплавным долотом, по форме подобным алмазному, с металлошламоуловителем. Диаметр уловителя должен обеспечивать скорость восходящего потока жидкости до 5 м/с. При такой скорости с забоя будут подняты даже обломки твердого сплава. Выше металлошламоуловителя скорость восходящего потока резко падает до 1 м/с. При этом крупный шлам и металлические обломки выпадают в уловитель, а мелкий шлам выносится из скважины на поверхность.

Выход из строя (отказ) алмазных долот может произойти в результате эрозионного и абразивного изнашивания матрицы и потери алмазов, растрескивания и выпадения алмазов под действием динамических нагрузок, пригорания и истирания алмазов, забивания системы промывки долота и образования сальника на нем. Признаки отказа долота — снижение скорости проходки и увеличение давления промывочной жидкости на насосе.

Долота, оснащенные алмазотвердосплавными пластинками

4.6. и резцами

Исследования в области получения искусственных алмазов привели к созданию новых износостойких элементов вооружения для долот режуще-скальвающего и истирающе-режущего действия на основе поликристаллических алмазов. Приоритет в этой области принадлежит США.

В отличие от монокристаллических искусственные поликристаллические алмазы не имеют анизотропии свойств, что повышает их прочность и износостойкость.

Основу элементов вооружения составляют **алмазотвердосплавные пластинки** (АТП) круглой (типа стратапакс) или треугольной формы (типа балласет). Диаметр пластинок (рис. 4.7, *а*) от 1/2" до 2" (т.е. от 12,7 до 50,4 мм). Пластинка имеет твердосплавную основу 1, покрытую слоем поликристаллического алмаза 2; толщина слоя 0,5–0,7 мм. Прочность твердого сплава на изгиб на 70 % выше прочности на изгиб поликристаллического алмаза, поэтому в пластинке с послойным расположением названных материалов оптимально сочетаются твердость, износостойкость и прочность на изгиб.

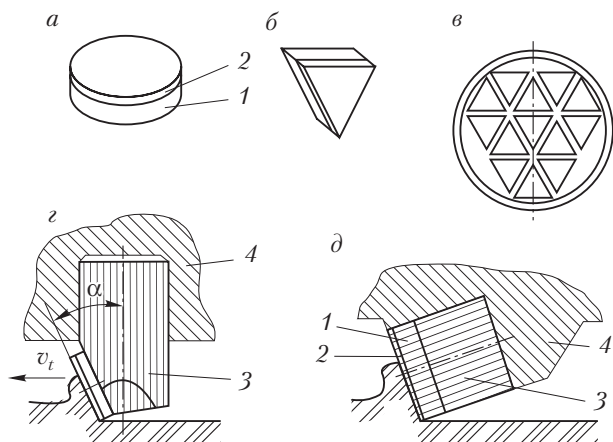


Рис. 4.7. Алмазотвердосплавные пластинки (*а, б*), элементы вооружения и схемы их взаимодействия с горной породой (*в–д*): 1 – твердосплавная основа; 2 – слой поликристаллического алмаза; 3 – опора; 4 – лопасть или сектор долота

Пластинка крепится к твердосплавной опоре методом диффузионной сварки, в результате чего получается элемент вооружения в виде зубка (рис. 4.7, *з*) или резца (рис. 4.7, *д*), которые непосредственно крепятся в лопастях или секторах долот.

Пластинки треугольной формы (рис. 4.7, *б*) крепятся к секторам долота по схеме, приведенной на рис. 4.7, *д*, как индивидуально, так и в виде комплексов, образующих мозаичные резцы (рис. 4.7, *в*). Мозаичная технология позволяет получить резцы любого размера в соответствии с требованием оптимальных геометрических параметров вооружения породоразрушающих инструментов.

При бурении долота, оснащенные АТП и алмазотвердосплавными резцами (АТР), разрушают горную породу резанием-скалыванием (см. рис. 4.7, *з, д*). При этом для создания режущего действия требуется осевая нагрузка на такие долота на порядок меньшая, чем на долота других конструкций, при тех же или больших механических скоростях бурения.

Для обеспечения высокой работоспособности поликристаллических алмазов необходимо исключить в них растягивающие напряжения. Поэтому вооружение имеет тупой угол резания ($90^\circ + \alpha$), например для АТП угол α (см. рис. 4.7, *з*) выполняется не менее 20° .

Долота с вооружением из поликристаллических алмазов предназначены для разбуривания однородных мягких и средней твердости горных пород; применение их в трещиноватых неоднородных породах, где возможны ударные нагрузки, нецелесообразно. Технологи фирмы «Кристенсен» (США) дают следующие рекомендации по применению породоразрушающих инструментов с разными видами алмазного вооружения: по мере увеличения твердости породы применять вначале инструменты, оснащенные пластинками круглой формы, далее — мозаичными резцами, затем резцами с индивидуальными треугольными пластинками и, наконец, натуральными алмазами.

В шифре долот, оснащенных АТП и АТР, две буквы А и П. В настоящее время в России изготавливаются долота типов М и МС. Примеры полного шифра долот: ДАП 188,9М4, ДАП 214,3МС5.

Дорогие исходные материалы и сложная технология изготовления как элементов вооружения, так и самих долот обуславливают их высокую стоимость (не ниже стоимости долот, оснащенных природными алмазами). Однако механическая скорость проходки такими долотами во много крат выше, чем долотами, оснащенными природными алмазами. Низкие осевые нагрузки, обеспечивающие работу вооружения долот, оснащенных АТП и АТР, позволяют решать и другие технологические задачи бурения, например обеспечение профилактики самопроизвольного искривления скважин. Все это значительно повышает конкурентоспособность таких породоразрушающих инструментов по отношению к инструментам других конструкций.

Долота, оснащенные элементами

4.7. вооружения из сверхтвердых материалов

Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) АН Украины на основе искусственных алмазов создан высокопрочный износостойкий материал «славутич». Элементы вооружения из этого материала готовят в виде цилиндрических зубков со сферической и клиновидными рабочими поверхностями методом порошковой металлургии. Зубки запрессовываются в лопасти или секторы долот ИР-действия.

Вооружение породоразрушающих инструментов ИСМ разрушает горную породу истиранием и микрорезанием выступающими над поверхностью зубков зернами искусственных алмазов. В мягких горных породах имеет место резание — скалывание породы зубками из «славутича», подобно работе твердосплавных штырей лопастных долот ИР.

Долота ИСМ бывают шестилопастные и секторные (рис. 4.8). Корпус долота состоит из головки 1 и переводника 2. Основные 3 и калибрующие 6 лопасти с твердосплавными зубками 4 приварены к корпусу, а сектора 7 изготавливают фрезерованием головки. В отличие от долот ИР с твердосплавным вооружением все основные лопасти полные и скруглены по периферии. Система промывки 5 лопастных долот гидромониторная, а секторных — обычная.

Диаметры долот ИСМ (в мм): 163,5; 188,9; 214,3; 242,1; 267,5; 292,9; 317,6; 346,8; 391,3.

Примеры полных шифров долот: ИСМ 292,2РГ; УИСМ 214,3МС-1; ИСМ 188,9Т-2. Различные типы и модификации долот отличаются числом секторов, их профилем и размещением промывочных отверстий и канавок; буква У в шифре означает, что долото изготовлено Дрогобычским долотным заводом.

Долота ИСМ в два-три раза дешевле алмазных, менее чувствительны к динамическим нагрузкам и неоднородностям в горных породах; они не требуют специальной подготовки ствола скважины и забоя перед спуском. Эти преимущества позволяют им успешно конкурировать с алмазными и другими долотами при бурении на больших глубинах (более 2500 м). На малых глубинах из-за низкой

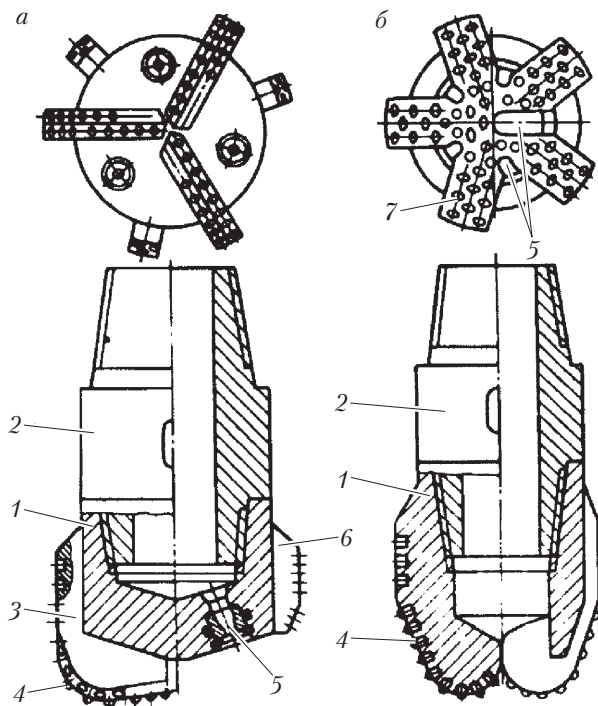


Рис. 4.8. Конструкция долота ИСМ:
 а — шестилопостного; б — секторного

механической скорости проходки долота ИСМ (за исключением долот РГ) применять нецелесообразно.

Типы выпускаемых долот, особенности их воздействия на горную породу и область применения приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Типы долот ИСМ и характеристики разбуриваемых ими горных пород

Тип долота	Предельная твердость пород $p_{ш}$, МПа, не более	Абразивность горных пород	Вид разрушения горной породы
ИСМ-РГ	25	Малая	Резание
ИСМ-М	50	Малая	Микрорезание
УИСМ-МС	100	Малая	Микрорезание
УИСМ-С	150	Малая	Микрорезание
ИСМ-Т	250	Средняя	Истирание

Шарошечные долота

4.8. Дробяще-скалывающего действия

4.8.1. Принцип работы и особенности конструкции

В начале XX в. применяли два способа бурения скважин: ударный и вращательный. При *ударном* способе долота эффективно разрушали твердые хрупкие породы, а в пластичных горных породах их показатели были очень низкими. При *вращательном* способе использовали лопастные долота, которые в свою очередь обеспечивали хорошие показатели только в мягких пластичных горных породах.

Развитие техники, создание все более мощных двигателей позволяли использовать на забое скважины большую мощность и повышать скорости бурения. В этом направлении ударный способ бурения быстро исчерпал себя из-за больших инерционных нагрузок в бурильном инструменте при увеличении частоты ударов. Значительно бóльшие возможности по реализации мощности на забое скважины имел вращательный способ бурения, но не было породоразрушающего инструмента с большим запасом вооружения, способного эффективно разрушать твердые абразивные горные породы. В 1909 г. такое долото было изобретено Юзом (США).

Долото Юза (прообраз современных долот дробяще-скалывающего действия с коническими шарошками) имело две одноконусные шарошки со сплошными зубьями, нарезанными вдоль образующей конусов (около тридцати зубьев на шарошке). При вращении долота шарошки перекатывались по забою, опираясь на него то одним, то двумя зубьями. Следовательно, одновременно в контакте с породой находилось не более четырех зубьев долота, а остальные пятьдесят шесть были как бы в резерве. Каждый из зубьев можно противопоставить лопасти долота и убедиться, что запас вооружения увеличился в 30 раз по сравнению с двухлопастным долотом, хотя удельное давление на забой при одинаковой осевой нагрузке не уменьшилось. Более того, перекатываясь с зуба на зуб, долото наносило удары по забою, осуществляя дробящее действие, т.е. это долото обладало и эффектом ударного бурения.

Зубья шарошечного долота находились в контакте с горной породой весьма короткое время, а выйдя из контакта, интенсивно охлаждались промывочной жидкостью непосредственно со стороны рабочей поверхности. Это позволило резко увеличить (по сравнению с лопастными долотами) удельную мощность, реализуемую зубьями, без опасности развития катастрофического изнашивания.

Основные элементы современного трехшарошечного долота рассмотрим на конкретном примере (рис. 4.9). Трехшарошечные долота выпускают главным образом в секционном исполнении. Каждая секция включает лапу 5, на цапфе 7 которой с помощью подшипников 8 установлена шарошка 9, имеющая вооружение в виде зубчатых или сплошных венцов 10. Секции соединены между собой сварным швом. На верхнем конце сваренных секций (долота) выполняется конус и нарезается присоединительная резьба. Двухрядный шариковый подшипник собран через отверстие, которое закрывается пальцем 6.

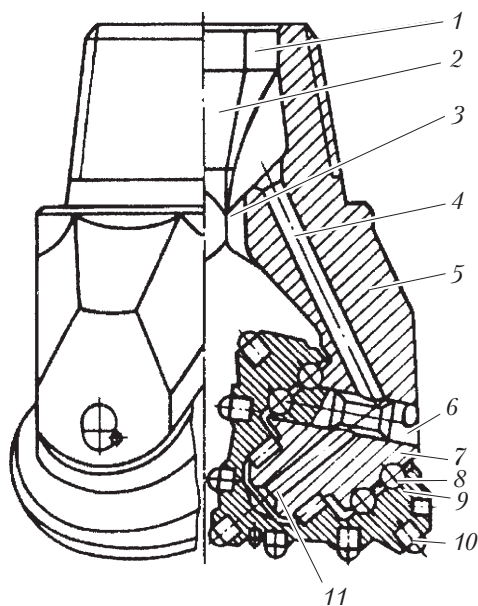


Рис. 4.9. Конструкция трехшарошечного долота

Шарошечные долота выполняются с обычной и гидромониторной системами промывки. Обычная система промывки долота, показанная на рис. 4.9, включает: внутреннюю полость долота 1, сужающийся подводящий канал 2 и цилиндрическое промывочное (продувное) отверстие 3. В долотах для бурения с продувкой воздухом в лапах и цапфе сверлят отверстия 4 и 11 для охлаждения подшипников и защиты их от засорения шламом.

Таким образом, современное шарошечное долото дробяще-скалывающего действия состоит из лап, шарошек, несущих на себе породоразрушающие элементы (вооружение), и опор шарошек. Кроме того, долото имеет систему промывки забоя скважины и систему смазки опор.

Основные детали долота изготавливают из никельмолибденовых, хромоникельмолибденовых и хромомарганецникельмолибденовых сталей, а тела качения из кремниймолибденванадиевой стали (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Марки сталей для изготовления шарошечных долот

Диаметр долота, мм	Марка стали для изготовления		
	шарошек	лап	тел качения
46,0–212,7	17НЗМА	19ХГНМА	55СМ5ФА
215,9–295,3	16ХНЗМА	22ХГНМА	55СМ5ФА
≥ 311	18ХНЗМА	14Х2НЗМА	55СМ5ФА

Для повышения износостойкости лапы и шарошки подвергают цементации на глубину 0,6–2,4 мм с последующей двойной закалкой и отпуском.

4.8.2. Опоры шарошечных долот

Опора шарошечных долот предназначена для передачи осевой нагрузки и крутящего момента от корпуса долота к вооружению с минимальными внутренними потерями энергии. Выполнена она в виде комбинации радиальных, радиально-упорных и упорных подшипников (табл. 4.5). При этом хотя бы один радиально-упорный подшипник должен быть двустороннего действия (замковый).

Таблица 4.5

Подшипники опор шарошек

Тип подшипника и обозначение	Краткое описание
Радиальный: Р С С _б	Цилиндрические ролики Скольжения со специальным покрытием цапфы Скольжения без покрытия
Радиально-упорный: Ш Ш _з	Шариковый Шариковый двустороннего действия (замковый)
Упорный: С _у С _т	Скольжения со специальным покрытием цапфы Скольжения без покрытия

Обозначения типов подшипников, приведенные в табл. 4.5, используют для краткого описания схемы опоры, которое ведется последовательно от периферии к оси долота. Например, запись РШ_з – СС_у читается так: опора включает подшипники – радиальный, роликовый, замковый шариковый, радиальный скольжения со специальным покрытием цапфы и упорный скольжения со специальным покрытием цапфы.

Шариковый подшипник имеет малую несущую способность, однако он хорошо работает в условиях перекоса шарошки и незаменим для замкового подшипника.

Роликовый подшипник имеет среднюю несущую способность. Основной его недостаток – при износе тел качения и беговых дорожек в условиях перекоса шарошек имеет тенденцию к самозаклиниванию в результате поворота ролика.

Подшипники скольжения имеют высокую несущую способность и наименьшие габаритные размеры. Они могут быть образованы как непосредственно поверхностями цапфы и шарошки (типы С_б и С_т), так и поверхностью цапфы, наплавленной твердым сплавом, и кольцом или пятой из инструментальной стали Р-18, запрессованными в шарошку (типы С и С_у). Основной недостаток этих подшипников – низкая долговечность, особенно подшипников без покрытия, при высоких частотах вращения.

Выбор типа и комбинации подшипников при конструировании опоры определяется размером и типом долота. Поскольку с умень-

пением размера долота ухудшаются условия вписываемости подшипников, то вместо роликовых ставят шариковые и даже подшипники скольжения.

В твердых горных породах долота работают при максимальной осевой нагрузке и высокой динамичности, поэтому необходимо применять подшипники с высокой несущей способностью.

При бурении в мягких и средних горных породах осевые нагрузки несколько меньше, причем значительно ниже динамичность, поэтому для уменьшения размеров внутренней полости шарошек и увеличения высоты зубьев допускается использовать шариковые подшипники вместо роликовых.

Опоры долот выполняют как открытыми, так и герметизированными.

Промывка скважин осуществляется преимущественно водой и водными растворами, имеющими высокую охлаждающую, но низкую смазывающую способность. Кроме того, промывочная жидкость в призабойной зоне содержит большое количество шлама, который, попадая в опору долот, увеличивает сопротивление вращению, что вызывает абразивное изнашивание элементов опоры. В результате долговечность открытых опор невелика: при высокооборотных способах бурения она редко превышает 5–8 ч, а при низкооборотных — 20–30 ч.

В настоящее время в связи с широким использованием твердых сплавов для вооружения шарошек увеличение долговечности опор стало одной из основных задач повышения производительности долот.

Одно из направлений в решении этой задачи — создание герметизированной автономной системы смазки опор шарошек. Основные элементы системы смазки — лубрикатор и уплотнение шарошки относительно цапфы. Лубрикатор выполняется или в виде отдельного переводника, устанавливаемого над долотом, или в лапах долота. Во втором случае каждая секция долота имеет свою систему смазки.

Создание автономной системы смазки позволило значительно расширить область применения подшипников скольжения.

Серийно выпускаются *долота с лубрикатором* в лапе долота (рис. 4.10). Для этого со стороны спинки лапы выполняется по-

лость 1, в которую вставляется стакан 2, ограничивающий деформацию диафрагмы 3. Лубрикатор закрывается крышкой 4, удерживаемой упругим разрезным кольцом 5. Полость над диафрагмой через отверстия в крышке сообщается с внешней средой. Полость под диафрагмой через полость 1 и канал 7 сообщается с полостью подшипников.

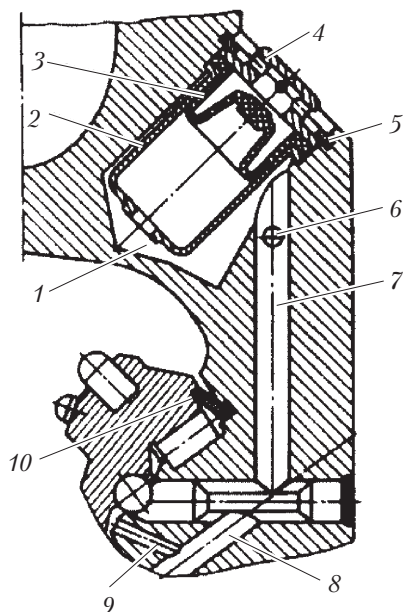


Рис. 4.10. Схема герметизированной системы смазки шарошечного долота:

1 — полость в лапе; 2 — стакан; 3 — диафрагма; 4 — крышка; 5 — пружинное кольцо; 6 — клапан; 7 — канал в лапе; 8, 9 — каналы в цапфе; 10 — уплотнение

Лубрикатор работает следующим образом. При спуске долота в скважину давление промывочной жидкости передается через диафрагму смазке, находящейся в полости лапы, и далее в полость подшипников. Таким образом выравнивается давление с внутренней и наружной сторон уплотнения. В процессе бурения происходят колебания шарошки относительно цапфы и связанные с ними колебания объема полости подшипников. При уменьшении этого

объема избыток смазки вытесняется в лубрикатор, а при увеличении — возвращается в опору.

Из вышеизложенного следует, что лубрикатор выполняет функции компенсатора. Однако для работы при повышенных частотах вращения долот этого недостаточно, так как подшипники перегреваются. В настоящее время ведутся работы по созданию систем смазки с продавливанием и циркуляцией масла через подшипники, обеспечивающих надежное смазывание и охлаждение рабочих поверхностей опоры.

Проблема охлаждения опор шарошек особенно остро стоит при бурении с продувкой скважины воздухом. В долотах, предназначенных для бурения с продувкой, делается специальный канал в лапе и цапфе, соединяющий внутреннюю полость долота с полостью шарошки. Задача смазки опоры решается распылением масла, залитого в установленный над долотом лубрикатор-переводник, потоком воздуха. Воздух, выходя из шарошки у основания цапфы, препятствует попаданию шлама в опору и защищает ее от абразивного изнашивания.

Обобщенные сведения о типах опор и области их применения (рабочие частоты вращения долот) приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Типы опор, их технические характеристики и область применения

Тип опоры	Подшипники	Система смазки	Рабочие частоты вращения долота, об./мин
В	Все — качения	Открытая	> 450
Н	Два — качения, остальные — скольжения	Открытая	250–450
НУ	То же	Автономная	90–250
АУ	Все, кроме замкового, — скольжения	Автономная	< 90

Простейшую опору (рис. 4.11, *a*) по схеме Ш₃С₆ применяют при изготовлении долот диаметром до 93 мм. Для сборки замкового подшипника в лапе просверлено отверстие, в которое после сборки вставляют палец и крепят его сваркой. Такой метод сборки замковых подшипников характерен для всех схем опор.

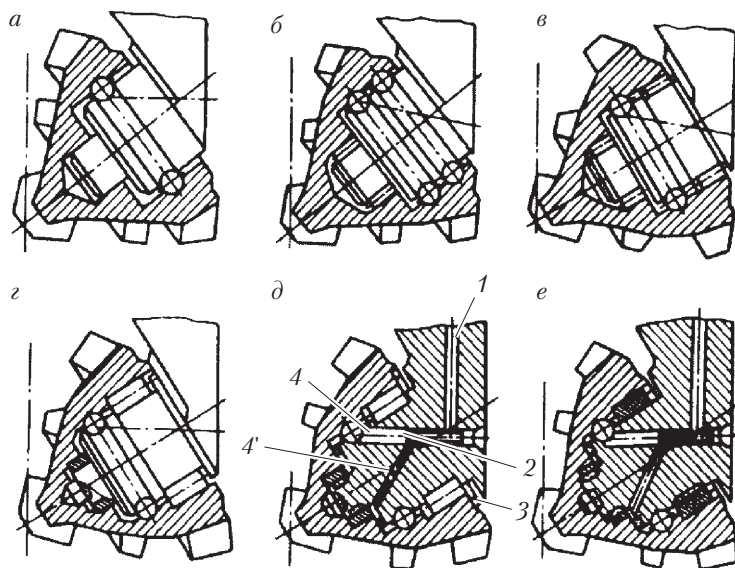


Рис. 4.11. Основные схемы опор шарошечных долот

Опоры по схеме Ш₃Ш₃Р (рис. 4.11, б) применяют в долотах диаметром до 215,9 мм, опоры по схеме РШ₃Р (рис. 4.11, в) используют в долотах диаметром 215,9 мм и более. Их разновидностями являются схемы Ш₃Ш₃Ш, РШ₃Ш и ШШ₃Ш. Эти опоры предназначены для высокооборотного бурения и относятся к типу В. Следует отметить, что опоры типа В могут иметь один упорный подшипник скольжения (пята), например долото Ш 215,9С-ГВ-2 имеет опору по схеме РШ₃РС_у.

Опоры по схемам РШ₃СС_у и РШ₃С_уСС_у (рис. 4.11, з, д) предназначены для бурения при средних и низких частотах вращения и относятся к типу Н. Эти же схемы опор используются в долотах с герметизацией подшипников.

Отличительная особенность герметизированной опоры типа НУ — канал 1 для подвода смазки от лубрикатора, проточка на пальце 2, наличие резинометаллического уплотнения 3 и смазкоподводящих каналов 4, 4' (канал 4 выполнен в виде лысок на пальце).

Резинометаллическое уплотнение (рис. 4.12, а) представляет собой кольцо (манжету), состоящее из стальной конической пружины

жины 1 и привулканизированной к ней резиновой обкладки 2. Уплотнение размещено в полости, образованной расточкой в шарошке 3, торцами роликов 4 большого подшипника качения и поверхностями бурта 5 и лапы 6. Уплотнение установлено на бурте у основания цапфы с радиальным натягом. При монтаже шарошки на цапфе создается осевой натяг уплотнения усилием около 0,7 кН, обеспечивающий герметизацию полости опоры. Под действием избыточного давления уплотнение может раскрываться, как обратный клапан; давление раскрытия — 0,5–1,0 МПа. Возможность раскрытия уплотнения используется для заправки опоры смазкой путем продавливания ее со стороны лубрикатора.

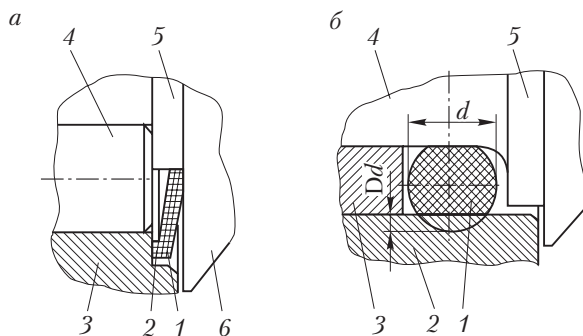


Рис. 4.12. Размещение уплотнений в опорах типа НУ (а) и АУ (б)

Полость для размещения уплотнения выполняется за счет уменьшения размеров большого подшипника качения, поэтому габариты опоры типа НУ, ее механическая прочность и запас на износ всегда меньше, чем опоры типа Н, что является ее основным недостатком.

Опоры по схеме СШ₃С_уСС_у (см. рис. 4.11, е) предназначены для бурения только при низких частотах вращения и относятся к типу АУ (см. рис. 4.12, б). Выполняются такие опоры только герметизированными; для герметизации используется *резиновое кольцо* круглого сечения. Уплотнение 1 размещено в полости, образованной поверхностью шарошки 2, торцом втулки 3 большого подшипника скольжения и поверхностями цапфы 4 и бурта 5 у основания цапфы. При монтаже шарошки на цапфе уплотнение деформирует-

ся в радиальном направлении на величину $\Delta d \approx 0,15d$ (d — диаметр сечения кольца), что и обеспечивает герметизация полости опоры. Такое уплотнение не раскрывается ни при внешнем, ни при внутреннем избыточном давлении, поэтому перед заправкой смазкой опору необходимо вакуумировать для удаления из нее воздуха.

4.8.3. Системы промывки долот дробяще-скалывающего действия

Промывка забоя скважины — обязательный технологический процесс, предназначенный для очистки призабойной зоны от шлама и охлаждения рабочих элементов долота в процессе разрушения горной породы.

При очистке призабойной зоны от шлама необходимо решить две задачи: отделить шлам от забоя и в кратчайший срок вынести его в пространство над долотом, так как отколотая частица породы прижимается к забою под действием веса столба жидкости. Отрыв частиц можно осуществить по двум схемам: первая — смена знака прижимающей силы, вторая — сдвиг или опрокидывание частиц силой, направленной в плоскости забоя.

Первая схема реализуется скоростным напором струи жидкости, воздействующей на забой вблизи частицы; вторая — потоком жидкости в плоскости забоя скважины.

Оторванная от забоя частица должна быстро подниматься из зоны работы шарошек, потому что в противном случае она возвращается на забой и повторно разрушается, т.е. непроизводительно расходуется энергия и дополнительно изнашивается инструмент.

В настоящее время в долотах реализуются две основные схемы промывки — обычная (центральная) и гидромониторная (боковая).

Обычная система промывки в долотах включает внутреннюю полость долота, подводящий канал и одно центральное отверстие круглого сечения. Такая система промывки имеет весьма высокий коэффициент расхода ($\mu = 0,90-0,95$). Есть также системы промывки с треугольным или щелевидным промывочными отверстиями, число которых равно числу шарошек, однако в настоящее время их применение ограничено.

Преимуществом обычной системы промывки является хорошая организация радиального потока на забое вследствие растекания от центра к стенке скважины; кроме того, в ней решена задача выноса шлама в пространство над долотом. Отрыв шлама от забоя происходит только по второй схеме — это большой недостаток данной системы промывки.

Гидромониторная система промывки выполняется преимущественно в долотах типов М, МЗ, МСЗ, С и СЗ и обеспечивает скорость истечения жидкости из насадок 80–120 м/с. Практически полное перекрытие забоя шарошками вызывает значительные трудности при направлении струй промывочной жидкости непосредственно на забой и приближении насадок к забою. В современных долотах струи направляются на периферийную часть забоя между периферийными конусами шарошек, что достигается (рис. 4.13, а) путем выполнения в лапе долота глубоко проштампованного кармана 1, из которого начинается проводящий канал 2 к гидромониторному узлу, размещенному в выпуклой части 6 каждой секции долота.

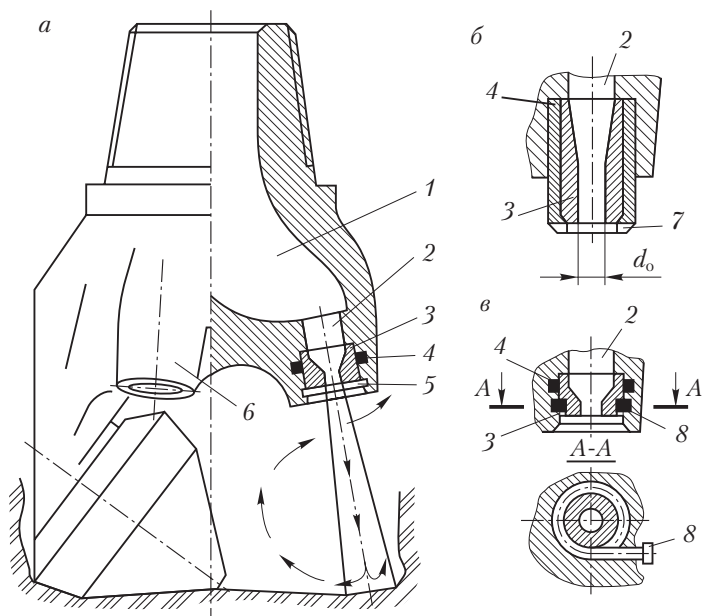


Рис. 4.13. Гидромониторное трехшарошечное долото с пружинным кольцом (а) и ГМУ других (б, в) конструкций

Гидромониторный узел (ГМУ) включает насадку 3, уплотнение 4 и элемент крепления 5 (пружинное кольцо) для крепления в гнезде. В настоящее время применяются ГМУ трех конструкций, отличающиеся элементами крепления. Простейшее крепление — пружинным кольцом. Недостатком такого крепления является то, что при смене насадок пружинные кольца ломаются.

На Самарском долотном заводе разработано крепление ГМУ резьбовой втулкой 7 (рис. 4.13, б), конструкция которого сложнее, но обеспечивает наибольшее приближение насадки к забою.

В долотах, выпускаемых по лицензии компания «Дрессер» (США), используется гвоздевое крепление насадок (рис. 4.13, в). Для этого на насадке 3 и в стенке гнезда выполняются противолежащие канавки, образующие при сборке ГМУ круговую полость. Через отверстие в корпусе в полость забивается гвоздь 8, который, обогнув насадку, надежно фиксирует ее. Конструкция сочетает в себе надежность крепления и удобство работы при смене насадок в условиях буровой.

Перепад давления на гидромониторном долоте p_d определяют по формуле

$$\rho_d = \rho_1 \frac{Q_n^2}{2\mu^2 f_n^2}, \quad (4.2)$$

где ρ_1 — плотность промывочной жидкости; Q_n — расход жидкости через насадку; μ — коэффициент расхода системы промывки; f_n — площадь сечения насадки (рассчитывается по величине диаметра d_o).

Из рис. 4.13, а видно, что гидромониторная система промывки представляет последовательность соединенных местных сопротивлений. При этом основное влияние на потери напора будут оказывать подводящий канал и ГМУ как элементы с наименьшим сечением каналов.

Тогда

$$p_d = p_{\Pi} + p_n, \quad (4.3)$$

где p_{Π} , p_n — потери давления соответственно в подводящем канале и на насадке.

Величины p_{Π} и p_n также можно рассчитать по формуле (4.2), если подставить в нее коэффициенты расхода подводящего канала μ_{Π} , насадки и соответствующие площади f_{Π} и f_n .

Подставив выражения для расчета p_d , $p_{п}$, p_n в уравнение (4.2) и решив его относительно μ , получим

$$\mu = \frac{\mu_n}{\sqrt{(\mu_n/\mu_{п})^2(f_n/f_{п}) + 1}}. \quad (4.4)$$

Из формулы (4.4) следует, что коэффициент расхода системы промывки долота меньше коэффициента расхода насадки и может быть приближен к нему путем увеличения $\mu_{п}$ и уменьшения отношения площадей $f_n/f_{п}$.

Преимущество гидромониторной системы — высокая энергия струи, позволяющая реализовать отрыв шлама на периферийной части забоя по первой схеме. В средней части забоя под действием радиального потока шлам выносится к центру скважины. Взаимодействие встречных потоков у центра забоя — один из недостатков такой системы, кроме того, недостатком является также подъем жидкости с шламом через те же проемы между лапами, в которых размещены ГМУ (см. рис. 4.13, а; движение жидкости показано стрелками). Струи жидкости из ГМУ увлекают часть жидкости со шламом обратно на забой.

Следовательно, организация потока жидкости у гидромониторных долот значительно хуже, чем у долот с центральной промывкой. Улучшению организации потока способствуют приближение выхода из насадок к забою, а также асимметричная схема промывки, которая реализуется при установке в одном долоте насадок разного диаметра или установкой заглушки вместо одной из насадок.

Серийно выпускается долото III 215,9С-ГВ-2, у которого одна из секций не имеет выпуклой части 6 (см. рис. 4.13, а) для размещения ГМУ и соответственно самого ГМУ. Это обеспечивает не только асимметрию потока жидкости, но и меньшее сопротивление ее движению из зоны работы шарошек.

4.8.4. Размеры и шифр шарошечных долот

Согласно ГОСТ 20692–75 могут выпускаться шарошечные долота 39 разных диаметров от 46 до 508 мм, например, долота с диаметрами (в мм): 151,0, 165,1, 190,5, 215,9, 244,5, 269,9. Диаметры долот и размеры их присоединительных резьб соответствуют Международному стандарту, что обеспечивает их взаимозаменяемость независимо от страны-изготовителя.

В шифр шарошечного долота последовательно входят:

1) вид долота по числу шарошек: одно- (I), двух- (II) и трехшарошечные (III);

2) диаметр долота в миллиметрах (например, 190,5 мм);

3) тип долота и его класс, отражающие исполнение вооружения шарошек и область применения (например, М, МЗ, МС, МСЗ, С);

4) расположение промывочных или продувочных отверстий: с центральной промывкой (Ц), с гидромониторной (боковой) промывкой (Г), с центральной продувкой (П), с боковой продувкой (ПГ);

5) особенности конструкции опоры: только на подшипниках качения (опора типа В), два подшипника качения, остальные — скольжения (опора типа Н); все подшипники скольжения, кроме замкового (опора типа А); в случае герметизированной опоры добавляется буква У.

Примеры шифров: III 190,5-ЦВ ГОСТ 20692–75; III 215,9ТЗ-ГАУ ГОСТ 20692–75; III 215,9С-ГВ-2 ГОСТ 20692–75 (здесь цифра 2 — номер модификации).

В маркировке трехшарошечных долот с центральной промывкой нет цифры III и буквы Ц, например, 190,5Т-В ГОСТ 20692–75; 215,9С-ГН-2 ГОСТ 20692–75.

4.8.5. Признаки отказа долот

В процессе бурения наиболее интенсивному изнашиванию подвергаются вооружение, опоры и системы промывки долота. При достижении предельного износа хотя бы одного из этих элементов долото становится непригодным для дальнейшего бурения и требует замены. Наряду с постепенным изнашиванием нередко наблюдаются поломки отдельных элементов, которые могут привести к внезапной частичной или полной потере работоспособности долота.

Изнашивание элементов вооружения долота имеет смешанный абразивный и ударно-абразивный характер.

Поломки элементов вооружения обусловлены цикличностью работы, весьма высокой неравномерной нагрузкой и характерны для долот, разрушающих твердые и очень твердые горные породы. Для фрезерованного вооружения характерны следующие виды по-

ломок: поломка под корень, поломка в среднем сечении, выкрашивание части вершины зубьев, смятие зубьев.

Армирование боковых граней зубьев твердым сплавом повышает их стойкость к поломкам и выкрашиванию, поэтому долота типов СТ и Т имеют наплавки на боковых гранях зубьев.

Поломки и выпадения зубков — основной вид выхода из строя твердосплавного вооружения шарошек, так как скорость абразивного изнашивания твердого сплава весьма мала и не определяет долговечности долота. Основные виды поломок — скол вершин и слом зубков. С целью повышения долговечности твердосплавного вооружения шарошек в настоящее время ведутся работы по повышению качества твердого сплава и надежности крепления зубков. Резервы повышения долговечности — улучшение схемы размещения вооружения долот на шарошках для уменьшения кратности перегрузки отдельных элементов и применение демпфирующих устройств для уменьшения динамической составляющей осевой нагрузки.

Единого мнения относительно того, какой износ вооружения считать предельным, нет. Например, рекомендуется считать, что вооружение долота вышло из строя, если хотя бы один венец изношен по высоте более чем на 75 % от начальной высоты или разрушено 75 % зубков, что долото по вооружению отработано полностью, если хотя бы один венец изношен на 100 %.

Основным признаком износа вооружения является снижение механической скорости проходки. Принято считать, что долото по вооружению отработано полностью, если скорость проходки снизилась до 0,4–0,5 от начальной. Изнашивание элементов опоры увеличивает люфты, изменяет условия работы подшипников и уплотнений. При достижении предельного износа уплотнений происходит разгерметизация опор. Все это внешне проявляется как увеличение крутящего момента на долоте из-за роста сопротивления вращению шарошек на опорах.

В случае, когда момент сопротивления вращению шарошек становится равным или большим, чем крутящий момент, относительно оси шарошки, создаваемый реакцией забоя, наблюдается **заклинивание**, т.е. прекращение вращения шарошки. Бурение с заклиненными шарошками может привести к аварии, поэтому долото необходимо заменить. Наблюдения показали, что в начальный

период работы долота (период приработки) крутящий момент на долоте несколько снижается, но затем он стабилизируется. Далее наступает период нормальной работы долота; крутящий момент долота в этот период называется номинальным. После достижения предельного износа какого-либо элемента опоры крутящий момент начинает возрастать. Увеличение крутящего момента на 30 % и более от номинального свидетельствует о том, что хотя бы одна шарошка не вращается, и является сигналом к подъему долота из скважины и его замене.

Изнашивание системы промывки, приводящее к выходу долота из строя, характерно для гидромониторных долот. Основным признаком выхода из строя системы промывки является резкое падение давления на выкиде бурового насоса из-за выпадения насадок на забой.

Причинами выпадения насадок могут быть недостаточные прочность крепления и негерметичность уплотнения, а также размыв подводящего канала.

Информация о состоянии элементов поднятого из скважины долота очень важна с точки зрения оценки его качества, соответствия разрушаемому горным породам и, самое главное, для корректирования технологии бурения следующим долотом. Поэтому принята система краткой записи данных об изнашивании элементов долота.

Износ вооружения оценивают по наиболее изношенному венцу и измеряют в четвертых долях от начальной высоты зубьев. Износ обозначается так: В1 — уменьшение высоты зубьев на $1/4$; В2 — уменьшение высоты зубьев на $1/2$ ($2/4$) и т.д.

При наличии скола зубьев, скола и выпадения зубков добавляют букву С с указанием в скобках количества разрушенных элементов (в %), при закруглении зубьев периферийных венцов — букву Р, а при зацеплении зубьев шарошек — Ц. Пример записи об изнашивании: ВЗС(20)РЦ — вооружение одного из венцов изношено на $3/4$ по высоте, 20 % зубьев сколото, зубья периферийного венца скруглены, имелось зацепление отдельных венцов.

Износ опоры оценивают по наибольшей «качке» торца шарошки относительно оси цапфы и обозначают следующим образом:

П1 — износ небольшой (например, для долот диаметрами 190,5 — 215,9 мм «качка» торца шарошек до 2 мм);

П2 — износ средний («качка» торца для тех же долот до 5 мм);
П3 — износ большой («качка» торца для долот 190,5 — 215,9 мм более 5 мм, имеется опасность выпадения тел качения и наблюдается «заедание» шарошки при вращении от руки);

П4 — отказ (разрушение) опоры.

В случае повреждения узла герметизации ставят букву У, а в скобках указывают число поврежденных узлов.

При заклинивании шарошки добавляют букву К, а в скобках указывают число заклиненных шарошек. Пример записи: П2У(1)К(2) — износ подшипников средний, один узел герметизации разрушен, две шарошки заклинены.

В случае повреждения гидромониторного узла ставят букву Г, а в скобках указывают число поврежденных узлов, например, Г(2).

Уменьшение диаметра долота измеряют в миллиметрах. В записи ставят букву Д и далее указывают уменьшение диаметра. Пример полной записи износа долота: В2С(15)РЦПЗУ(2)К(1)Г(1)ДЗ.

В случае аварийного износа обозначение следующее:

А_В — долото поднято без вершин шарошек, в скобках указывают количество вершин шарошек, оставшихся в скважине;

А_{III} — долото поднято без шарошек, в скобках указывают количество шарошек, оставшихся в скважине;

А_С — долото поднято без шарошек и лап, в скобках указывают количество шарошек с лапами, оставшихся в скважине.

Колонковые долота

4.9. и вспомогательный инструмент

4.9.1. Цель и особенности разрушения горных пород кольцевым забоем

Разрушение горных пород кольцевым забоем применяется с целью выбуривания кернов и осуществляется с помощью специальных колонковых долот. Извлекаемый из скважины на поверхность керн служит основным материалом для прямого изучения состава, строения и физико-механических свойств горных пород

разреза, а также геологического строения месторождений, определения запасов полезных ископаемых, составления проектов разработки и для решения ряда других задач. Поэтому извлечение высококачественного керна в достаточном количестве — основная задача при бурении разведочных скважин.

В качестве основного количественного показателя отбора керна принят вынос керна (в %):

$$B = (H_k/H) \cdot 100 \%, \quad (4.5)$$

где H_k — длина керна; H — длина пробуренного ствола скважины.

Признаками качества керна являются диаметр, цельность (ненарушенность), степень размыва и загрязненности его промывочной жидкостью.

Для проведения механических испытаний и других исследований диаметр керна должен быть не меньше 60 мм; желательно иметь керн диаметром 70–110 мм.

Размыв, выщелачивание и загрязнение керна промывочной жидкостью искажают как свойства горных пород, так и состав и свойства насыщающих керн флюидов. Задача полной изоляции керна от промывочной жидкости пока не решена, однако установлено, что влияние промывочной жидкости на керн снижается при уменьшении скорости и времени активного воздействия жидкости на керн.

Цельность (ненарушенность) керна одно из основных условий для проведения испытаний по определению механических и других свойств горных пород. Чем больше диаметр керна, тем выше его устойчивость к внешним нагрузкам, тем лучше он сохраняет свойства породы и состав ее флюидов в условиях залегания. Для сохранения керна необходимо по возможности исключить динамические воздействия на него как в процессе выбуривания, так и при последующем извлечении и хранении.

Принцип разрушения горных пород кольцевым забоем мало отличается от принципа разрушения сплошным забоем. Основными особенностями разрушения кольцевым забоем являются калибровка вооружением долота двух цилиндрических поверхностей (стенки скважины и керна), предохранение керна от активного воздействия промывочной жидкости.

4.9.2. Основные схемы колонковых долот и конструктивные особенности керноприемных устройств

Колонковое долото предназначено для проходки скважины с образованием керна. Оно состоит из бурильной головки и керноприемного устройства для размещения керна, его сохранения, отрыва от забоя после окончания выбуривания и транспортирования на поверхность. Рассмотрим основные показатели, характеризующие достоинства колонковых долот с точки зрения отбора керна: коэффициент керноотбора и коэффициент керноприемника.

Коэффициент керноотбора

$$K_1 = D_k/D_T, \quad (4.6)$$

где D_k — диаметр кернообразующего отверстия бурильной головки; D_T — наружный диаметр бурильной головки.

Чем выше K_1 , тем лучше колонковое долото удовлетворяет требованию отбора керна максимально возможного диаметра.

Коэффициент керноприемника

$$K_2 = D_k/h_k, \quad (4.7)$$

где h_k — расстояние от забоя до входа в керноприемное устройство.

Чем больше K_2 , тем меньше керн подвергается прямому воздействию потока промывочной жидкости и вращающегося инструмента, тем меньше он размывается и разрушается.

Простейшее колонковое долото (рис. 4.14, а) состоит из бурильной головки (коронки) 1, корпуса 2, выполняющего одновременно функции колонковой трубы, переводника 3 для присоединения к бурильному инструменту. Такие долота широко применяют при бурении структурно-поисковых скважин малого диаметра — от 36 до 151 мм.

Коронка 1 предназначена для выбуривания керна. Вооружение ее может быть твердосплавным или алмазным, т.е. это инструмент истирающе-режущего действия.

Выбуренный керн размещается в колонковой трубе. Промывочная жидкость при движении вниз проходит через зазор между керном и колонковой трубой, что является основным недостатком простейшего колонкового долота. Керн отрывается от забоя и

удерживается в колонковой трубе при подъеме инструмента внутренним конусом коронки. Это обеспечивается тем, что в мягких горных породах (глинах) проводится «затирка» керна, а в твердых — его «заклинка».

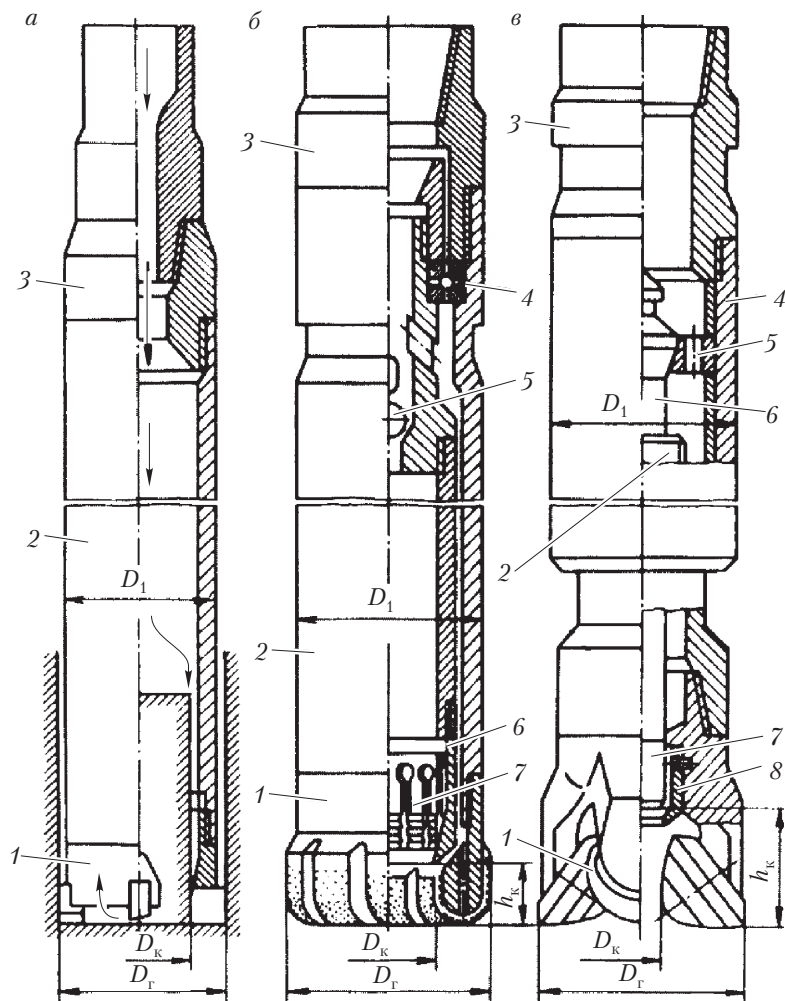


Рис. 4.14. Схемы колонковых долот:

a — простейшее колонковое долото; *б* — долото для глубокого роторного бурения; *в* — колонковое турбодолото

При «затирке» перед подъемом инструмента бурят без промывки на глубину до 1 м. Выбуриваемый при этом шлам набивается между керном и коронкой и при подъеме инструмента заклинивает керн в конусе коронки. В средних и твердых горных породах бурить без промывки нельзя. В этом случае перед подъемом в бурильный инструмент засыпают «заклинку» (например, щебень, битое стекло) и продавливают ее промывочной жидкостью до коронки. Момент достижения «заклинкой» коронки отмечают по повышению давления на насосе. В этот момент насос отключают и начинают подъем инструмента.

Достоинствами рассмотренного колонкового долота являются простота конструкции и максимальный коэффициент керноотбора (до 0,87).

Колонковые долота для глубокого роторного бурения (рис. 4.14, б) включают бурильную головку 1, соединенную с корпусом 2, который через переводник 3 соединяется с бурильным инструментом. В корпусе на подшипнике 4 подвешена колонковая труба, в верхней части которой установлен дренажный клапан 5 со сбрасываемым шаром. К нижней части колонковой трубы привинчен корпус 6 кернорвателя 7, предназначенные для отрыва керна от забоя и удержания его в колонковой трубе во время подъема инструмента.

Кернорватели применяют двух основных типов: цанговые для твердых пород (показан на рис. 4.14, б) и рычажковые для мягких пород. Принцип работы цангового кернорвателя — заклинивание керна в конусной части его корпуса. После окончания бурения долото приподнимают, а керн и кернорватель движутся вниз относительно долота, при этом упругие элементы кернорвателя сжимаются конусом корпуса 6 и заклинивают в нем керн. При дальнейшем движении долота вверх керн отрывается от забоя.

Принцип работы рычажкового кернорвателя — подрезание керна рычажками при движении долота вверх и перекрытие входа керноприемного устройства.

В скважину колонковое долото спускают без шара дренажного клапана. Перед началом бурения колонковую трубу промывают, а затем сбрасывают в бурильные трубы шар, что обеспечивает защиту керна от прямого воздействия промывочной жидкости и сброс ее из колонковой трубы по мере заполнения ее керном.

Размещение керна в колонковой трубе, защита его от размыва и применение кернорвателей позволили повысить вынос керна и его

качество. Однако при этом уменьшился коэффициент керноотбора (не более 0,44).

Колонковые турбодолота (рис. 4.14, в) предназначены для отбора керна при высокооборотном бурении и созданы на базе турбобура с полым валом, через который проходит съёмная колонковая труба (грунтоноска). Турбодолото включает бурильную головку 1 преимущественно дробяще-скалывающего действия, установленную на валу 2. Переводником 3 турбодолото присоединяется к бурильному инструменту. В корпусе 4 на неподвижной конической подвеске 5 установлена грунтоноска 6, которая проходит через вал 2 и корпусом кернорвателя 7 входит в центрирующую втулку 8 бурильной головки. В верхней части грунтоноски снабжена конической головкой для захвата ее шлипсом и подъема из скважины без подъема бурильного инструмента.

В скважину турбодолото спускают без грунтоноски, которую сбрасывают в бурильные трубы после промывки перед началом отбора керна. После углубления скважины на длину грунтоноски ее извлекают из скважины с помощью шлипса, спускаемого на канате. Если бурильная головка не изношена, то в скважину сбрасывают другую грунтоноску и бурение продолжают.

Основное преимущество турбодолот — высокая скорость проходки. К недостаткам относятся самый низкий коэффициент керноотбора (не превышает 0,28) и высокая динамичность работы, поэтому удовлетворительный вынос керна они обеспечивают только в твердых монолитных горных породах.

4.9.3. Бурильные головки

Бурильные головки, как и долота, различаются по классу, типу, принципу воздействия на забой, материалу вооружения и конструкции основных рабочих элементов, но в отличие от долот они не бывают гидромониторными. Более того, в их конструкциях предусмотрены меры по защите керна от прямого воздействия струй промывочной жидкости, а при проектировании режима бурения накладываются ограничения на количество подаваемой на забой жидкости.

Колонковые долота могут иметь стационарную или съёмную колонковую трубу. При этом диаметр стационарной трубы всегда больше, чем съёмной, поэтому бурильные головки, предназначен-

ные для работы с разными керноприемными устройствами, имеют разные соотношения диаметров их кернообразующих отверстий и самих головок.

Шифр бурильных головок начинается с буквы К (колонковая). Если вторая буква в шифре С, например КС, то это головка для керноприемного устройства со съемной колонковой трубой (грунтоноской). Последующие буквы характеризуют особенности конструкции бурильной головки. После букв идет дробь: числитель соответствует диаметру бурильной головки, знаменатель — диаметру кернообразующего отверстия (в мм). Далее, как и у долот, указаны тип и класс бурильной головки. В конце шифра могут стоять цифры, показывающие номер модификации, например: К 212,7/100М, КС 212,7/60ТКЗ.

Трехлопастная твердосплавная бурильная головка типа М (рис. 4.15, а) имеет лопасти, которые вооружены зубками формы Г23 с одновременным смещением по высоте и окружности. Часть, калибрующая керн, выполнена в виде коронки с усиленным вооружением. Основной поток промывочной жидкости отведен от керна.

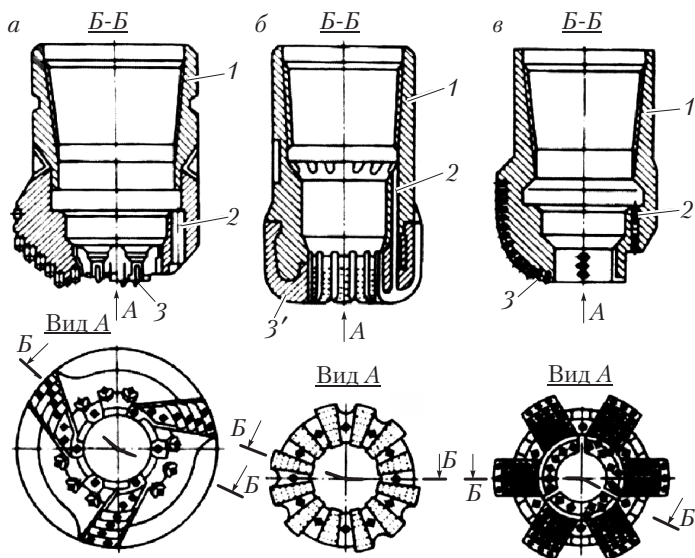


Рис. 4.15. Твердосплавная (а), алмазная радиальная (б) и ИСМ (в) бурильные головки:

1 — корпус; 2 — промывочное отверстие; 3 — элемент вооружения; 3' — матрица

Алмазные бурильные головки выпускают типов МС, С, СТ и Т. Они, как и алмазные долота, могут быть однослойными и импрегнированными, со ступенчатыми и гладкими секторами, могут оснащаться как природными и синтетическими алмазами, так и алмазотвердосплавными пластинами или резцами. Обозначения этих особенностей в шифрах бурильных головок такие же, как и у алмазных долот. Конструкция радиальной однослойной бурильной головки с гладкими секторами показана на рис. 4.15, б.

Алмазные бурильные головки, как и алмазные долота, не предназначены для бурения высокоабразивных и крепких горных пород (табл. 4.7).

Таблица 4.7

**Шифры алмазных бурильных головок
и характеристики разбуриваемых ими горных пород**

Шифр бурильной головки	Горные породы	
	твердость	с абразивностью
КСС-МС	Мягкие и средние	Малой и средней
КАП-МС	То же	То же
КТСИ-С	Средние	»
КСС-СТ	Средние с прослоями твердых	Средней
КРС-СТ	То же	Малой и средней
КР-СТ	Средние с прослоями твердых и твердые	То же

Бурильные головки ИСМ выпускают типов С и Т для кернаприемных устройств с несъемной колонковой трубой (рис. 4.15, в).

Бурильные головки ИСМ предназначены для отбора керна в горных породах, твердость которых не превышает шестой категории, но бурильными головками типа Т можно отбирать керн в высокоабразивных горных породах (табл. 4.8).

Таблица 4.8

Шифры бурильных головок ИСМ и характеристики горных пород

Шифр бурильной головки	Горные породы	
	твердостью $p_{ш}$, МПа	с абразивностью
ИСМ 188,9/80С	≤ 150	Малой и средней
ИСМ 214,3/80С	≤ 150	То же
ИСМ 157,1/67Т	≤ 200	Средней и высокой
ИСМ188,9/80Т	≤ 200	То же
ИСМ 214,3/80Т	≤ 200	»

Шарошечные бурильные головки типов МСЗ, СЗ, СТ и ТКЗ изготавливают для керноприемных устройств как с несъемными, так и со съемными колонковыми трубами. Они предназначены для отбора керна в тех условиях, когда нельзя применить нешарошечные бурильные головки.

Бурильные головки типа МСЗ (рис. 4.16) имеют восемь шарошек, размещенных в корпусе на четырех горизонтальных осях. Четыре шарошки обрабатывают периферийную часть забоя, четыре другие — часть забоя, прилегающую к керну. Вооружены шарошки твердосплавными клиновыми зубками. Диаметр кернообразующего отверстия 80 и 100 мм; шифр, например, К 212,7/80МСЗ.

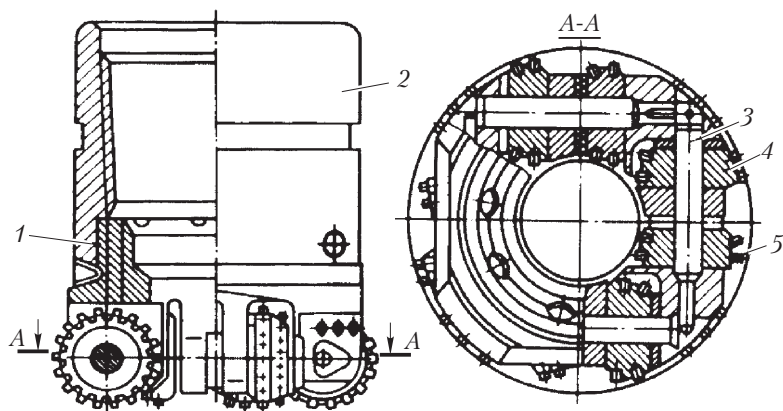


Рис. 4.16. Конструкция восьмишарошечной бурильной головки:
1, 2 — сварной корпус; 3 — ось шарошек; 4 — шарошка; 5 — твердосплавный зубок

Бурильные головки типа СЗ (рис. 4.17) имеют три чечевицеобразные шарошки, вооруженные клиновыми твердосплавными зубками. Шифр, например, К 187,3/80СЗ. Бурильные головки типов МСЗ и СЗ истирающе-режущего действия, хотя по конструкции шарошечные.

Бурильные головки типов СТ и ТКЗ выпускают в шестишарошечном исполнении с кернообразующими отверстиями 80 мм и восьмишарошечном с кернообразующим отверстием 100 мм (К 187,3/80 СТ; К 212,7/80 СТ; К 187,3/80 ТКЗ; К 212,7/80 ТКЗ и К 212,7/100 ТКЗ).

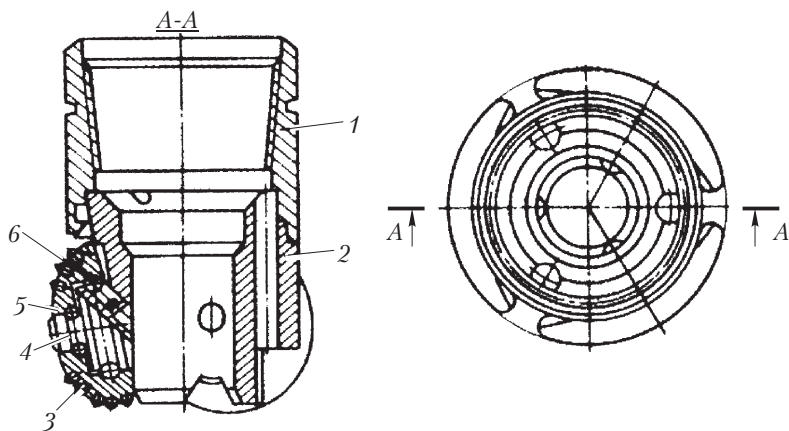


Рис. 4.17. Конструкция трехшарошечной бурильной головки:
1 – корпус; 2 – промывочное отверстие; 3 – клиновидный зубок; 4 – цапфа; 5 – шарошка; 6 – палец замкового подшипника

Шестишарошечные бурильные головки (рис. 4.18) имеют два вида шарошек: три шарошки для разрушения периферийной части забоя и три – для разрушения части забоя, прилегающей к керну. Восьмишарошечные головки имеют соответственно по четыре шарошки обоих видов.

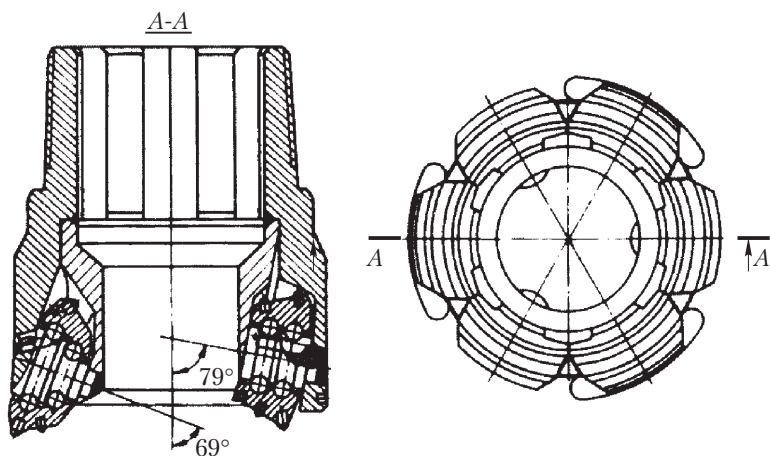


Рис. 4.18. Конструкция шестишарошечной бурильной головки

Эти бурильные головки дробяще-скалывающего действия и предназначены для керноприемных устройств с несъемной колонковой трубой. Специфичность их конструкции обусловлена стремлением получить максимальные коэффициенты керноотбора и керноприема, а также обеспечить защиту керна от прямого воздействия струй промывочной жидкости.

Бурильные головки типов СТ и ТКЗ для керноприемных устройств с несъемной колонковой трубой, например, для турбодолот, четырехшарошечные (см. рис. 4.14, в). По конструкции они во многом похожи на трехшарошечные долота. Принципиальное отличие имеет только система промывки: подача промывочной жидкости к забою осуществляется через отверстия или пазы вокруг центрирующей втулки 8 (см. рис. 4.14, в).

Бурильные головки типа СТ имеют фрезерованное стальное вооружение, но кернообразующая часть шарошек оснащена твердосплавными клиновыми зубками, а типа ТКЗ оснащены только твердосплавными зубками. Примеры шифров бурильных головок: КС 187,3/40 СТ; КС 212,7/60 ТКЗ; КС 215,9 ТКЗ.

Бурильными головками, как и алмазными долотами, нельзя прорабатывать скважину, а поэтому их диаметр меньше, чем соответствующий диаметр неалмазных долот. Исключение могут составлять четырехшарошечные бурильные головки.

4.9.4. Факторы, влияющие на полноту отбора керна

Вынос керна при колонковом бурении практически всегда меньше 100 %. Различают две основные группы факторов, обуславливающих разрушение и потерю части керна: геологические и технико-технологические.

Геологические факторы нельзя устранить, но можно уменьшить их негативное влияние. К этим факторам относятся:

□ низкая прочность пород. Вынос керна резко снижается, если твердость по штампу ниже 40–70 МПа. КERN разрушается под действием радиального биения и изгиба инструмента и под действием сил трения. Повысить сопротивление керна разрушению можно, только увеличив его диаметр;

□ низкая водоустойчивость горных пород (пески, пльвуны, слабосцементированные песчаники и мелоподобные известняки).

Для увеличения выноса керна таких пород необходимо защитить его от прямого воздействия струй промывочной жидкости, т.е. следует применять долота с максимальным коэффициентом керноприема. Если позволяют условия, то лучше отбирать керн с промывкой пенами или продувкой воздухом;

□ высокая трещиноватость горных пород. Такие породы, распадаясь на куски, заклинивают керн, как при выбуривании, так и при движении по колонковой трубе, что приводит к истиранию керна. В настоящее время для предупреждения заклинивания керна в колонковой трубе с помощью струйного насоса, включенного в состав керноприемного устройства, создают восходящий поток промывочной жидкости. Такие керноприемные устройства называются эжекторными;

□ высокая абразивность горных пород. В таких породах быстро изнашиваются кернорватели и кернообразующее вооружение бурильных головок, поэтому целесообразно применять армированные кернорватели и бурильные головки с увеличенным запасом вооружения. Кроме того, в соответствии с ожидаемой долговечностью инструментов ограничивают время отбора керна.

В зависимости от трудности отбора керна предложен ряд классификаций горных пород. Например, в основу классификации, разработанной ВИТРОм, положены твердость и степень нарушенности горных пород. Все горные породы по твердости разделены на пять групп:

- 1) породы 10–12 категорий твердости по штампу (крепкие);
- 2) породы 8–9 категорий (твердые);
- 3) породы 6–7 категорий (средней твердости);
- 4) породы 4–5 категорий (малой твердости);
- 5) породы 1–3 категорий (мягкие, рыхлые, сыпучие, плавучие, размываемые водой).

По степени нарушенности породы разделены на три подгруппы:
А — монолитные: не разрушаются вибрацией и промывкой, имеют до 10 трещин на 1 м длины керна;

Б — трещиноватые и перемежающиеся по твердости: разрушаются вибрацией и промывкой, имеют 10–20 трещин на 1 м керна;

В — раздробленные: размываются и истираются, имеют более 20 трещин на 1 м длины керна.

Технико-технологические факторы обусловлены совершенством конструкции колонковых долот, правильностью выбора типа и компоновки инструмента и режима бурения при отборе керна. Большое влияние на вынос керна оказывает точность изготовления элементов колонкового долота, например биение долота резко увеличивает силы, действующие на керн, и приводит к разрушению керна, это имеет место и при нарушении продольной устойчивости колонкового долота.

Повышение выноса керна во многом зависит от квалификации бурильщика. Поэтому наряду с усовершенствованием техники и оптимизации технологии бурения с отбором керна необходимо уделять большое внимание повышению профессиональной подготовки бурильщиков и их материальной заинтересованности в получении максимального выноса керна.

4.9.5. Вспомогательный породоразрушающий инструмент

Для выполнения вспомогательных работ в скважине применяют пикообразные, зарезные и фрезерные долота, калибраторы и расширители.

Пикообразные долота изготавливают диаметрами от 98,4 до 444,5 мм двух видов — ПР и ПЦ.

Долото ПР (рис. 4.19) — это двухлопастное долото, состоящее из корпуса и лопастей в виде пики. Корпус имеет присоединительную резьбу и два промывочных отверстия. Лопастя армируются твердосплавными пластинками и наплавляются твердым сплавом. В калибрующих боковых гранях лопастей установлены цилиндрические зубки. Долото ПР предназначено для проработки ствола скважины и подготовки забоя перед проведением ловильных работ по удалению мелких металлических предметов из скважины.

Долото ПЦ по конструкции аналогично долоту ПР и отличается от него только тем, что боковые грани его лопастей не армированы. Это долото предназначено для разбуривания цементного камня в обсадной колонне и не должно повреждать трубы.

Зарезные и фрезерные долота предназначены в основном для забуривания новых стволов в скважине и фрезерования металла при ликвидации аварий с бурильным и породоразрушающими инструментами.

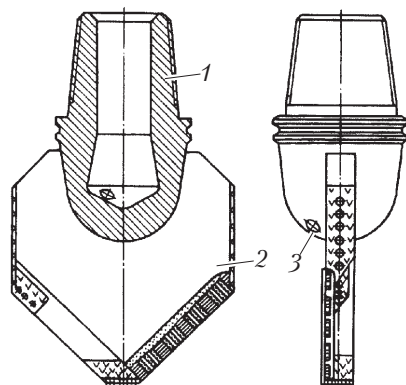


Рис. 4.19. Конструкция пикообразного долота РР:
1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – промывочное отверстие

Зарезное долото ИСМ (рис. 4.20) состоит из головки 1 и переводника 2 корпуса. Головка имеет характерную вогнутую коническую торцовую рабочую и короткую цилиндрическую калибрующую поверхности l_K , оснащенные зубками 3 из «славутича». Система промывки включает внутреннюю полость долота, отверстия 4 и радиальные, переходящие в вертикальные канавки, которые делят торцовую поверхность долота на шесть секторов 5. В шифре долота есть буква А, например ИСМ-А-188,9 МС, означающая, что долото можно применять при аварийных работах в скважинах.

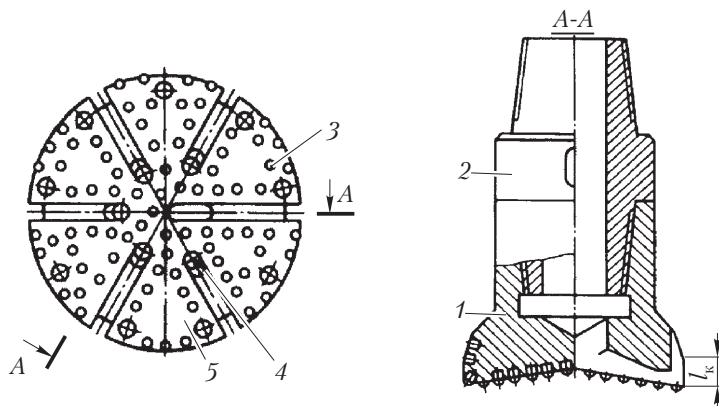


Рис. 4.20. Конструкция зарезных долот ИСМ

За рубежом изготавливают резные долота, оснащенные как натуральными алмазами, так и алмазотвердосплавными резцами.

Общими отличительными особенностями резных долот являются вогнутая (воронкообразная) торцовая рабочая и короткая калибрующая поверхности.

Торцовые *фрезерные долота* имеют аналогичную конструкцию, но их сектора и калибрующая поверхность оснащены твердосплавными резцами. Другие конструкции фрезеров для скважин не связаны с разрушением горных пород, поэтому не рассматриваются.

Калибраторы — породоразрушающие инструменты, устанавливаемые непосредственно над долотом и предназначенные для центрирования его в скважине, для выравнивания и калибровки стенок скважины до размера, равного диаметру долота. Они существенно снижают поперечные колебания долот, обеспечивая более круглую форму ствола скважины.

Изготавливают трех- (рис. 4.21, а), четырех- и шестиллопастные калибраторы. Лопастей располагают как вдоль образующей, так и по спирали. Вооружение лопастей бывает твердосплавным, алмазным и ИСМ.

Основной недостаток лопастных калибраторов — быстрое снижение эффективности по мере уменьшения их диаметра в результате изнашивания вооружения лопастей.

Шарошечные калибраторы имеют преимущество перед лопастными, заключающееся в запасе вооружения и лучше его охлаждении благодаря перекачиванию шарошек по стенке скважины. Калибраторы изготавливают в основном трехшарошечными (рис. 4.21, б). Шарошки устанавливаются на осях в пазах корпуса под некоторым углом к оси калибратора для уменьшения сопротивления движению при спуске инструмента. Вооружение шарошек или зубчатое фрезерованное с наплавкой твердого сплава, или в виде вставных твердосплавных зубков. Основной недостаток таких калибраторов — быстрое изнашивание осей (опор) шарошек.

Сравнительно небольшой момент сопротивления вращению и хорошая проходимость по стволу скважины позволяют широко использовать шарошечные калибраторы для центрирования бурильного инструмента в скважине, т.е. как центратор. В этом случае калибратор может быть установлен на значительном расстоянии от долота.

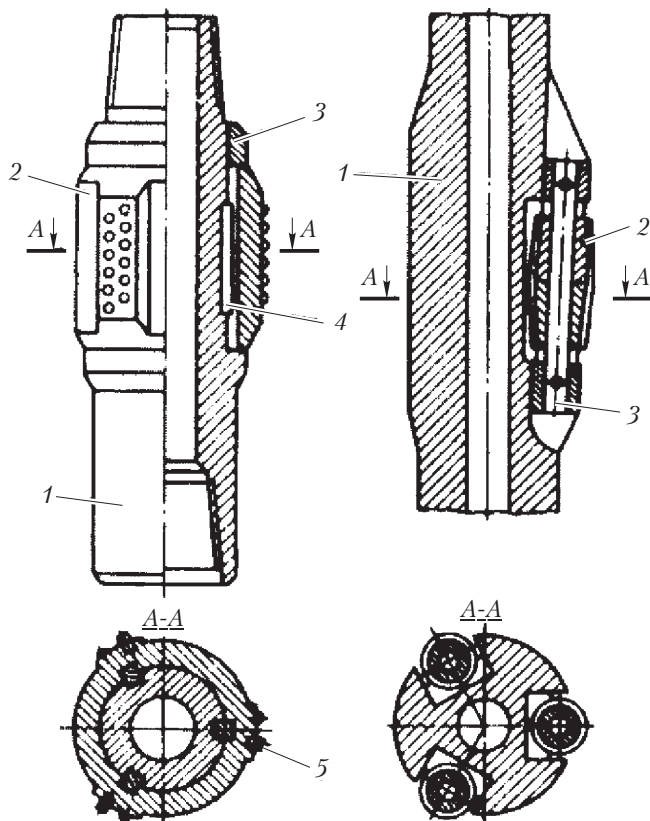


Рис. 4.21. Конструкции калибраторов:

a – трехлопастного: 1 – корпус; 2 – муфта; 3 – кольцо; 4 – шпонка; 5 – твердосплавный зубок; *б* – трехшарошечного: 1 – корпус; 2 – двойная шарошка; 3 – ось шарошки

Применение калибраторов не только повышает качество ствола скважины, но и положительно отражается на долговечности как опоры долота, так и его вооружения.

Расширителями называют породоразрушающие инструменты, предназначенные для увеличения диаметра скважины, предварительно пробуренной инструментом меньшего диаметра. Например, скважину бурят долотом диаметром 244,5 мм, а керн при этом отбирают имеющимся в наличии колонковым долотом диа-

метром 212,7 мм. После отбора керна диаметр скважины увеличивают (скважину расширяют) до 244,5 мм с помощью расширителя. Расширители, как и долота, могут быть режуще-скалывающего, истирающе-режущего и дробяще-скалывающего действия.

Трехшарошечный расширитель (рис. 4.22, а) состоит из корпуса 1, к которому приварена муфта 2 с тремя лапами 3. На цапфе лапы установлены двухконусные шарошки, вооружение которых может быть как стальным фрезерованным, так и твердосплавным в виде вставных зубков.

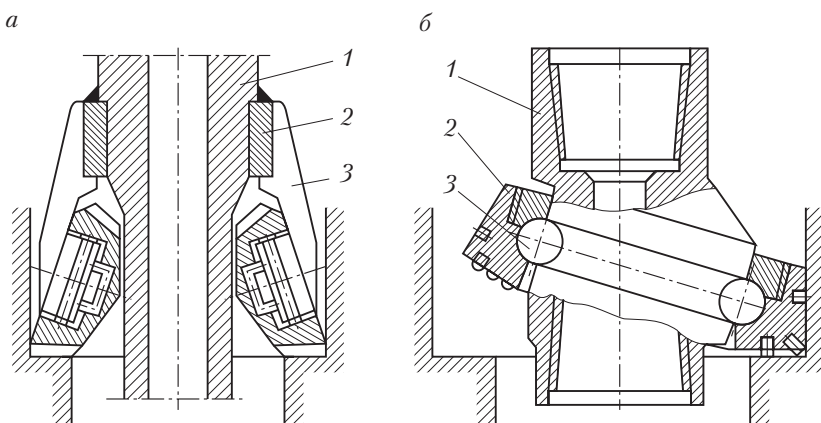


Рис. 4.22. Конструкция и схема работы расширителей:
а — трехшарошечного; б — одношарошечного

Одношарошечный расширитель (рис. 4.22, б) состоит из корпуса 1 и шарошки 2, установленной на шарикоподшипнике 3. Шарошка вооружена твердосплавными зубками.

Рассмотренные расширители относятся к группе жестких. Их применяют при проходке скважин большого диаметра, бурить которые можно в две стадии. Первая стадия — бурение опережающего ствола наиболее распространенным размером долота; вторая — расширение скважины до требуемого диаметра. Это позволяет снизить затраты на бурение за счет применения более легких буровых установок и недорогого породоразрушающего инструмента.

Изготавливаются и раздвижные расширители. Их особенностью являются два положения: транспортное (сложенное), в кото-

ром расширитель спускается в скважину и проходит через предварительно пробуренную скважину; рабочее (раскрытое). Такие инструменты позволяют расширять скважину в нужных интервалах. Они применяются для исправления формы ствола скважины, расширения его в интервалах залегания неустойчивых горных пород, улучшения условий спуска и цементирования обсадных колонн.

4.9.6. Инструмент и приспособления для ударно-канатного бурения

Инструмент и приспособления для ударно-канатного бурения можно разделить на следующие группы.

Технологический, или рабочий, буровой инструмент:

- ударное долото;
- ударная штанга;
- рабочая раздвижная штанга;
- выбивная (верхняя ударная, ударно-выбивная) штанга;
- переводники (переходники) резьбовые;
- канатный замок;
- стальной канат;
- расширитель;
- желонка;
- грейфер.

Вспомогательный буровой инструмент:

- инструментальные ключи (для цепного рычага — с вилками на концах, для затяжной трещотки — без них);
- рычаг с цепью;
- затяжная трещотка;
- отводные крюки, или пеньковый канат.

Инструмент для посадки и извлечения обсадных труб (вспомогательный инструмент для обсадных труб):

- домкраты;
- талевая система;
- забивные башмаки обсадных труб;
- забивные головки;
- забивной снаряд;

- хомуты;
- труборезы (если трубы извлечь не удастся);
- выбивной снаряд;
- выбивная головка;
- ключи шарнирные и цепные.

Приспособления для погружения и извлечения обсадных труб — вибромеханизмы (вибраторы и вибромолоты).

Аварийный буровой инструмент:

ловильный инструмент: однорогий ерш, двурогий (вилкообразный) ерш, ловильная вилка, ловильный крючок, шлипсы (ловители) для ловли за ловильные кольца и за резьбовой конус (шлипсовая муфта); ловильный колокол, паук, трубуловка;

- аварийная раздвижная штанга;
- выбивная штанга;
- переводники;
- канатный замок;
- стальной канат;
- крюк-нож;
- канаторезка;
- ударник (отбойник);
- боковое долото;
- оправка для обсадных труб.

4.9.7. Технико-экономические показатели работы долота

От степени рациональной отработки долот существенно зависит темп проходки скважин и себестоимость 1 м проходки.

Для оценки эффективности работы долот при бурении скважин используют следующие показатели:

механическая скорость проходки (v_m), измеряемая числом метров, проходимых долотом за 1 ч работы на забое (м/ч);

рейсовая скорость проходки (v_p), измеряемая количеством метров, пробуренных за один рейс, отнесенных к сумме времени механического бурения (t) и времени, затраченного на подъем инструмента (t_n), замену долота (t_d) и спуск (t_c) инструмента (м/ч);

- время (t) пребывания долота на забое (ч);
- проходка h за один рейс (м).

Из этого следует, что

$$v_M = \frac{h}{t},$$
$$v_P = \frac{h}{t + t_{\Pi} + t_{\text{д}} + t_{\text{с}}} = \frac{h}{t + t_{\text{сп}}}, \quad (4.8)$$

где

$$t_{\Pi} + t_{\text{д}} + t_{\text{с}} = t_{\text{сп}}.$$

Анализ работы долот с целью освоения передового опыта следует производить на основе как отдельных показателей (h , t , v_M и v_P), так и в целом режима бурения, при котором они получены. Основные параметры режима бурения (осевая нагрузка на долото, скорость вращения, время пребывания на забое, проходка за рейс и т.д.) и типы долот устанавливаются геолого-техническим нарядом.

Долото поступает на буровую с одним экземпляром паспорта. После отработки долота буровой мастер должен занести в соответствующие графы паспорта все необходимые данные согласно буровому журналу и индикаторной диаграмме, подписать паспорт и направить его вместе с долотом на инструментальную площадку конторы бурения (экспедиции).

Паспорт долота служит для записи условий и результатов только одного рейса. Данные из паспорта заносятся в сводную ведомость конторы (экспедиции) бурения.

По сводной ведомости анализируют работу долот как для разработки рациональных режимов их эксплуатации, так и для выявления конструктивных и технологических недостатков.

5

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

5.1. Конструкция бурильной колонны

Бурильная колонна является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности. Она предназначена для подвода энергии (механической, гидравлической, электрической) к долоту, обеспечения подачи бурового раствора к забою, создания осевой нагрузки на долото, восприятия реактивного момента долота и забойного двигателя.

Основные элементы бурильной колонны: ведущие и бурильные трубы, бурильные замки, утяжеленные бурильные трубы.

Ведущие трубы предназначены для передачи вращения от ротора к бурильным трубам, составляющим основную часть колонны. При роторном бурении колонна бурильных труб служит для передачи вращения долоту и подачи бурового раствора к забою скважины.

Бурильные замки соединяют между собой отдельные бурильные трубы. Переводники предназначены для соединения элементов бурильных колонн, имеющих разные размеры или разнотипные резьбы, а также присоединения подсобных и ловильных инструментов к бурильным трубам.

Центраторы бурильной колонны служат для предупреждения искривления ствола скважины при бурении забойными двигателями. Утяжеленные бурильные трубы, устанавливаемые непосредственно над долотом или забойным двигателем, создают необходимую нагрузку на долото в заданных пределах.

Трубы бурильные ведущие — это толстостенные трубы с квадратным, шестигранным или крестообразным сечением и концентрично расположенным круглым или квадратным отверстием для прохода бурового раствора (рис. 5.1).

Наиболее распространены ведущие трубы с квадратным и шестигранным сечением, трубы с крестообразным сечением применяются редко. Ведущие трубы конструктивно выполняются в двух вариантах: сборными, составленными из трех деталей, и цельными.

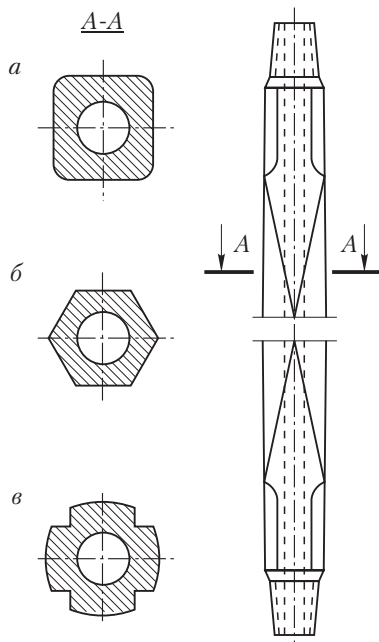


Рис. 5.1. Трубы бурильные ведущие с разной формой сечения:
а — квадратные; б — шестигранные; в — крестообразные

Сборные ведущие трубы (предпочтительно квадратного сечения) включают в себя собственно трубу (штангу), верхний переводник (ПШВ) для соединения ведущей трубы с вертлюгом и нижний переводник (ПШН) для присоединения к бурильной колонне. Свободный конец ПШВ снабжен левой замковой резьбой; свободный конец ПШН имеет правую замковую резьбу.

Ведущие трубы сборной конструкции вследствие простоты изготовления нашли наибольшее распространение; выпускаются трубы следующих размеров (в мм): 65×65 , 80×80 , 112×112 , 140×140 , 155×155 .

Промышленностью выпускаются также *цельнокатаные ведущие трубы*, в которых нет резьбового соединения в местах присоединения верхнего и нижнего переводников с ведущей трубой.

Бурильные трубы и соединительные муфты к ним изготавливаются следующих размеров (условный наружный диаметр в мм): 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 и 168 с толщиной стенок от 7 до 11 мм.

Существует несколько разновидностей бурительных труб, различающихся по конструктивному исполнению.

Трубы бурительные сборной конструкции изготавливаются двух видов (ГОСТ 631–63): с высаженными внутрь (рис. 5.2, а) и наружу (рис. 5.2, б) концами. Трубы всех видов имеют длину: 6,8 и 11,5 м — при условном диаметре 60–102 мм; 11,5 м — при условном диаметре 114–168 мм.

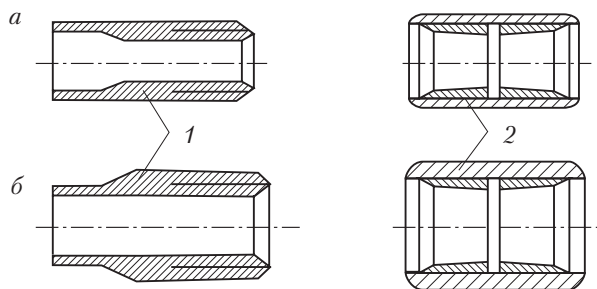


Рис. 5.2. Бурильные трубы и муфты к ним:

а — труба с высаженными внутрь концами; б — труба с высаженными наружу концами; 1 — ниппель; 2 — муфта

Для изготовления бурительных труб и соединительных муфт к ним используют сталь определенной прочности (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Характеристики стали для изготовления муфт и бурительных труб

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести, МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980

Примечание. Трубы из сталей групп прочности Р и Т выпускают только по согласию изготовителя с потребителем.

Наиболее широко используются бурильные трубы с высаженными внутрь концами. Они имеют бóльшую толщину высаженного конца, чем тело трубы, и меньшее проходное сечение, в результате чего увеличивается сопротивление прокачиваемого раствора.

Трубы с высаженными наружу концами имеют бóльшую прочность высаженной части, чем трубы с высаженными внутрь концами. Внутреннее сечение этих труб не имеет «переходов» в замках, поэтому сопротивление прокачиваемой жидкости значительно меньше, чем в трубах с высаженными внутрь концами (табл. 5.2).

Для упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по ее резьбе применяются *бурильные трубы с высаженными внутрь или наружу концами и коническими блокирующими (стабилизирующими) поясками* (ГОСТ 631–75). В практике бурения их называют соответственно ТБВК и ТБНК.

Иногда у стандартных бурильных труб вследствие безупорного резьбового соединения замка с трубой происходят усталостные поломки высаженных концов бурильных труб, особенно при роторном способе проводки скважин. В бурильных трубах с блокирующими (стабилизирующими) поясками за счет удлинения у замковых деталей цилиндрической выточки и обточки гладкого пояска на трубе вблизи резьбы достигается плотное сопряжение замка с трубой, навинченного в горячем состоянии. Трубы с блокирующими поясками позволяют повысить предел выносливости по сравнению со стандартными приблизительно на 40 %.

Таблица 5.2

Характеристики бурильных труб и муфт к ним

Труба						Муфта		
Условный диаметр	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
<i>Трубы с высаженными внутрь концами</i>								
60	60,3	7	46,3	9,15	1,5	80	140	2,7
		9	42,3	11,3				
73	73,0	7	59,0	11,4	2,0	95	166	4,2
		9	55,0	14,2				
		11	51,0	16,8				

Продолжение табл. 5.2

Труба						Муфта		
Условный диаметр	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки концов, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
89	89,0	7	75,0	14,2	3,2	108	166	4,4
		9	71,0	17,8				
		11	67,0	21,2				
102	101,6	7	87,6	16,4	5,0	127	184	7,0
		8	85,6	18,5				
		9	73,6	20,4				
		10	81,6	22,4				
114	114,3	7	100,3	18,5	6,0	140	204	9,0
		8	98,3	20,9				
		9	96,3	23,3				
		10	94,3	25,7				
		11	92,3	28,0				
127	127,0	7	113,0	20,7	6,5	152	204	10,0
		8	111,0	23,5				
		9	109,0	26,2				
		10	107,0	28,9				
140	139,7	8	123,7	26,0	7,5	171	215	14,0
		9	121,7	29,0				
		10	119,7	32,0				
		11	117,7	35,0				
168	168,3	9	150,3	35,3	9,5	197	229	16,7
		10	148,0	39,0				
<i>Трубы с высаженными наружу концами</i>								
60	60,3	7	46,3	9,15	1,5	86	140	2,7
		9	42,3	11,3				
73	73,0	7	59,0	11,4	2,5	105	165	4,7
		9	55,0	14,2				
		11	51,0	16,8				
89	89,0	7	75,0	14,2	3,5	118	165	5,2
		9	71,0	17,8				
		11	67,0	21,2				

Окончание табл. 5.2

Условный диаметр	Труба					Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки концов, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
102	101,6	8	85,6	18,5	4,5	140	204	9,0
		9	83,6	20,4				
		10	81,6	22,4				
114	114,3	8	98,3	20,9	5,0	152	204	11,0
		9	96,3	23,3				
		10	94,3	25,7				
		11	92,3	28,0				
140	139,7	8	123,7	26,0	7,0	185	215	15,0
		9	121,7	29,0				
		10	119,7	32,7				
		11	117,7	35,0				

Трубы бурильные с приваренными соединительными концами между собой соединяются посредством крупной замковой резьбы (рис. 5.3). Отличительная особенность этих труб — замена резьбы сварным швом в местах соединения замка с трубой.

Трубы этой конструкции могут быть трех типов: ТБП — трубы бурильные с приваренными соединительными концами к трубной заготовке без высаженных концов; ТБПВ — трубы бурильные с приваренными соединительными концами к трубной заготовке с высаженными наружу концами; ТБПВЭ отличаются от труб ТБПВ конструкцией соединительных концов.

Трубы типа ТПБ применяются только в турбинном бурении, ТБПВ как в роторном, так и турбинном бурении, а типа ТБПВЭ для бурения скважин электробуром.



Рис. 5.3. Труба бурильная с приваренными замками

Трубы бурильные с высаженными наружу концами и нарезанной на них крупной (замковой) резьбой (беззамковые раструбные трубы) предназначены для бурения с погружными забойными двигателями и роторного бурения.

Для предохранения от коррозии наружную поверхность труб и муфт красят. На расстоянии 0,4–0,8 м от конца каждой трубы выбито клеймо со следующими данными: марка стали, порядковый номер трубы, номер плавки, месяц и год выпуска, наружный диаметр (в дюймах) и толщина стенки трубы (в мм), наименование (товарный знак) завода-изготовителя, клеймо отдела технического контроля (ОТК). Эти же данные нанесены светлой краской рядом с клеймом.

Трубы с левой резьбой имеют посередине широкий пояс, нанесенный светлой краской, с надписью «левая». Резьба труб и муфт предохранена кольцами от повреждения.

Бурильные замки предназначены для соединения в колонну бурильных труб. В зависимости от конструкции труб замки бывают разных типов (табл. 5.3).

Замки состоят из двух деталей (рис. 5.4): ниппеля 1 с наружной резьбой и муфты 2 с внутренней крупной резьбой; посредством таких резьб указанные детали соединяются между собой. Для соединения с бурильными трубами на деталях замка нарезана мелкая трубная резьба. Для цельнозамковых сварных труб замок вместо трубной резьбы имеет хвостовик (табл. 5.4).

Таблица 5.3

Типы бурильных замков

Тип	Наименование	Применение для соединения труб
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	С высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	С высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	То же
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием и конической расточкой	ТБВК
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием и конической расточкой	ТБВК и ТБНК

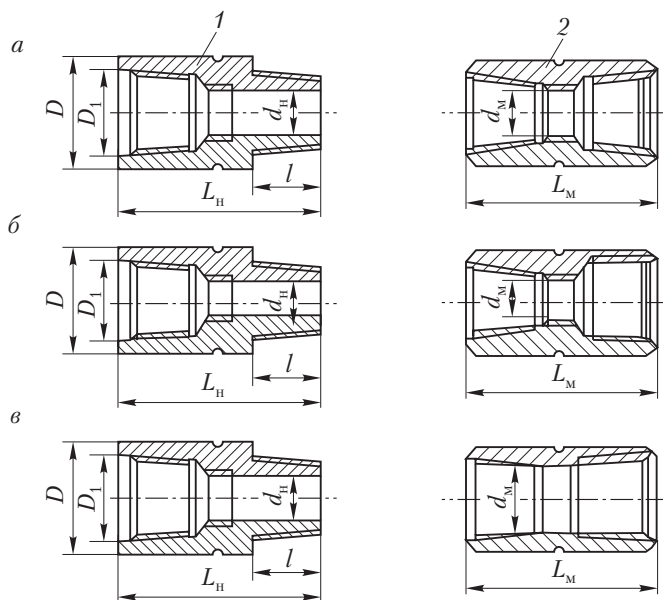


Рис. 5.4. Типы бурильных замков:
а — ЗШ; б — ЗН; в — ЗУ

Таблица 5.4

Основные характеристики замков типа ЗН, ЗШ и ЗУ

Типо-размер замка	Обозначение замковой резьбы	Номинальный диаметр ниппеля и муфты, D , мм	Ниппель				Муфта	
			Внутренний диаметр, D_1 , мм	Номинальный диаметр, d_H , мм	Номинальная длина, l_H , мм	Номинальная длина наружной резьбы, l , мм	Номинальный диаметр, d_M , мм	Номинальная длина, l_M , мм
ЗН-80	3-66	80	70	25	240	70	36	240
ЗН-95	3-76	95	86	32	260	88	45	260
ЗН-108	3-88	108	102	38	275	96	58	275
ЗН-113	3-88	112	102	38	275	96	58	275
ЗН-140	3-117	140	127	58	305	108	78	305
ЗН-172	3-140	172	154	70	340	120	98	340
ЗН-197	3-152	197	181	89	365	127	122	365
ЗШ-108	3-86	108	86	54	260	88	54	260
ЗШ-118	3-101	118	102	62	275	96	62	275
ЗШ-133	3-108	133	116	71	305	114	71	305
ЗШ-146	3-121	146	127	80	305	102	80	305

Окончание табл. 5.4

Типо-размер замка	Обозначение замковой резьбы	Номинальный диаметр ниппеля и муфты, D , мм	Ниппель				Муфта	
			Внутренний диаметр, D_1 , мм	Номинальный диаметр, d_n , мм	Номинальная длина, l_n , мм	Номинальная длина надружной резьбы, l , мм	Номинальный диаметр, d_m , мм	Номинальная длина, l_m , мм
ЗШ-178	З-147	178	157	101	350	127	101	350
ЗШ-203	З-171	203	181	127	365	127	127	365
ЗУ-86	З-73	86	78	44	241	76	44	241
ЗУ-146	З-121	146	130	82	311	114	82	311
ЗУ-155	З-133	155	140	95	335	114	105	320
ЗУ-185	З-161	185	167	120	355	127	132	340

Примечание. Обозначения см. на рис. 5.4.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) устанавливаются в нижнюю часть бурильной колонны для увеличения ее жесткости и устойчивости, а также для передачи нагрузки на долото.

Существуют несколько типов УБТ, отличающихся своим исполнением.

Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные УБТС2 изготавливают в основном диаметрами 178, 203 и 229 мм (табл. 5.5) из хромоникельмолибденовых сталей и подвергают термообработке только по концам. Канал УБТС2 получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб.

Таблица 5.5

Размеры разных типов УБТС2

Условное обозначение	Наружный диаметр, D ± 1, мм	Резьба	Внутренний диаметр, d ± 1,5, мм	Диаметр проточки под элеватор, D_3 , мм	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС2-120	120	3-201	64	102	63,5
УБТС2-133	133	3-108	64	115	84,0
УБТС-146	146	3-121	68	136	103,0
УБТС-178	178	3-147	80	168	156,0
УБТС-203	203	3-161	80	190	214,6
УБТС-229	229	3-171	90	195	273,4
УБТС-254	254	3-201	100	220	336,1
УБТС-273	273	3-201	100	220	397,9
УБТС-299	299	3-201	100	245	489,5

Примечание. По согласованию с заказчиком допускается изготовление труб без проточки под элеватор.

Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные выпускаются с диаметрами (в мм): 73, 89, 108, 146, 178, 203, 219, 245. УБТ этого типа изготавливают гладкими по всей длине из сталей групп прочности Д и К (см. табл. 5.1). Их рекомендуется применять при бурении скважин глубиной 2000–2500 м в несложных геологических условиях.

Выпускаются *утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ*. Замки изготавливают из высокопрочной стали марок 40ХН, 40ХН2МА. Иногда при бурении скважин в целях повышения износостойкости резьбы и прочности резьбового соединения, а также облегчения ремонта применяют утяжеленные бурильные трубы с замками и коническими стабилизирующими поясками.

К элементам бурильной колонны относятся также переводники для бурильных колонн, резиновые кольца и обратные клапаны для бурильных труб, опорно-центрирующие элементы (калибраторы, центраторы, стабилизаторы и т.п.).

Переводники для бурильных колонн представляют собой разновидность соединительных элементов бурильной колонны (рис. 5.5). Применяют пять основных типов переводников, которые подразделяют на две группы: штанговые — для соединения трубы бурильной ведущей с вертлюгом и бурильными трубами; промежуточные — для соединения других элементов колонны (табл. 5.6).

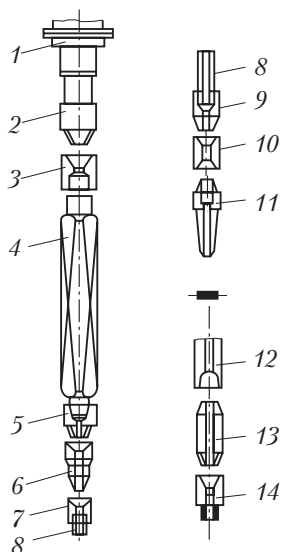


Рис. 5.5. Схема применения переводников для бурильных колонн:
 1 — вертлюг; 2 — переводник вертлюга;
 3 — переводник верхней ведущей трубы;
 4 — труба бурильная ведущая; 5 — переводник нижней ведущей трубы; 6 — переводник предохранительный или переходной;
 7 — муфта бурильного замка; 8 — труба бурильная; 9 — ниппель бурильного замка;
 10 — переводник двухмуфтовый; 11 — ловильный метчик; 12 — утяжеленная бурильная труба; 13 — переводник двухнипельный; 14 — гидравлический забойный двигатель

Таблица 5.6

Назначение переводников для бурильных колонн

Группа	Тип	Условное обозначение	Назначение
Штанго- вые	Верхний	ПШВ	Для присоединения трубы бурильной ведущей с вертлюгом
	Нижний	ПШН	Для присоединения трубы бурильной ведущей к колонне бурильных труб
Промежу- точные	Предохранительный и переходный	ПП	Для предохранения от быстрого износа резьбы ПШН при частом свинчивании резьбы в процессе наращивания труб при бурении и СПО Для присоединения к трубе бурильной ведущей или бурильным трубам одного размера труб или прочего инструмента другого размера Для перехода от одного типа замковой резьбы к другой
	Двухмуфтовый Двухнипельный	ПМ ПН	Для соединения различного рода инструментов в тех случаях, когда в бурильной колонне они располагаются навстречу друг другу ниппелями или муфтами

По конструкции, используемым материалам и размерам переводники для колонн бурильного инструмента имеют много общего с бурильными замками, а замковые резьбы у них одни и те же. 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 изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 7360–82Е, который предусматривает выпуск 90 типоразмеров переводников, охватывающих практически все случаи их применения.

Резиновые кольца (протекторы) для бурильных труб предназначены для предохранения бурильных и обсадных колонн от

взаимного истирания при бурении скважин. Резиновые кольца могут быть разъемными или неразъемными. В зарубежной практике бурения самое широкое распространение получили разъемные резиновые кольца для бурильных труб. В России промышленность продолжает выпускать неразъемные резиновые кольца ГОСТ 6365–74 (табл. 5.7).

Таблица 5.7

**Основные размеры выпускаемых
неразъемных резиновых колец для бурильных труб**

Размер бурильной трубы, мм	Тип кольца	Размеры резинового кольца, мм			Наружный диаметр кольца, надетого на трубу, мм
		наружный диаметр	внутренний диаметр	длина	
73	А	90	50	155	115
89	Б	115	75	150	128
114	В	142	90	195	162
114,127	Вг	150	95	195	170
140	Г	165	100	200	200
168	Д	190	120	210	225

Для надевания неразъемных резиновых колец на бурильные трубы применяют специальные пневмомашины. Перед надеванием на трубу кольца нагревают в воде при температуре 80–90 °С в течение 10–15 мин. Во избежание повреждения резиновых колец при надевании на трубы предварительно очищают заусеницы и острые кромки замков. Для предотвращения перемещения колец по трубе используют клей или другие полимеризующие составы.

Резиновые кольца надевают на бурильные трубы вблизи замка. Благодаря тому что диаметр предохранительного резинового кольца больше диаметра замка, устраняются соприкосновение и трение замков труб об обсадные трубы и стенки скважин, т.е. резиновое кольцо выполняет роль упругой подушки — протектора.

Обратные клапаны для бурильных труб предотвращают газонефтеводопроявления из скважины через бурильные трубы в процессе бурения. Из всех используемых в настоящее время наиболее удачную конструкцию имеют управляемые обратные клапаны для бурильных труб, разработанные в СевКавНИПИнефть (табл. 5.8).

Таблица 5.8

Технические характеристики обратного клапана для бурильных труб

Параметр	Типоразмеры			
	5БК3	5БК4	5БК5А	5БК5
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35
Габаритные размеры, мм:				
высота	450	500	500	520
диаметр	108	146	155	178
Масса, кг	18,3	40	48	60

Клапан устанавливается в колонне бурильных труб между замковыми соединениями над долотом. Он позволяет осуществлять самозаполнение труб промывочной жидкостью при спуске и производить при необходимости обратную промывку.

Кроме этого установка управляемого обратного клапана в колонне бурильных труб позволяет:

- оставлять канал труб открытым или закрытым по желанию бурильщика;
- импульсом потока сверху открывать или закрывать клапан;
- производить в заданном режиме обратную циркуляцию и отбор пластовой жидкости по каналу бурильных труб;
- опускать или поднимать бурильные трубы под давлением.

Управляет работой клапана поток промывочной жидкости: при движении по трубам вниз поток отжимает тарелку 3 (рис. 5.6) и жестко связанный с ней шток 12. Шток, перемещаясь вниз, одновременно перемещает шарик 14, одна половина которого входит в кольцевую проточку на штоке 12, другая — в лабиринтный паз, образуемый двумя лабиринтными втулками 13 и 18. Шарик, перекатываясь по кольцевой проточке штока, одновременно (при движении штока) двигается по лабиринтному пазу, что позволяет устанавливать шток 12 в тарелку 3 в следующих положениях.

При прямой промывке тарелка отжимается потоком из положения «закрыто» до крайнего нижнего, т.е. максимально открытого положения, причем за это время шарик 14 перемещается, перекатываясь по скосу нижней лабиринтной втулки 18, из крайнего верхнего в крайнее нижнее положение. И пока осуществляется прямая промывка, канал остается открытым.

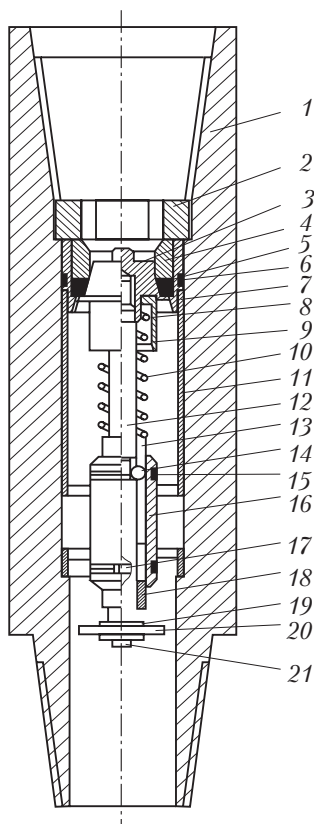


Рис. 5.6. Конструкция управляемого обратного клапана для бурильных труб, разработанная СевКавНИПИнефть:

1 – переводник; 2 – гайка; 3 – тарелка; 4 – втулка; 5 – уплотнитель; 6, 8 – кольца; 7 – седло; 9 – кожух; 10 – пружина; 11 – распорная планка; 12 – шток; 13, 18 – лабиринтные втулки соответственно нижняя и верхняя; 14 – шарик; 15 – кольцо проволочное; 16 – стабилизатор; 17 – штифт; 19 – шайба; 20 – резиновая шайба; 21 – винт

При прекращении промывки в результате действия пружины 10 шток 12 с тарелкой 3 отжимаются вверх, при этом шарик 14, перекачиваясь по короткому скосу верхней лабиринтной втулки 13, останавливается на ее упоре, фиксируя клапан в состоянии «открыто». В таком положении клапана можно вести обратную циркуляцию, отбор жидкости и другие операции.

При возобновлении прямой циркуляции тарелка 3 вновь отжимается до крайнего нижнего положения, а шарик 14 в этом случае перекачивается по другому скосу нижней лабиринтной втулки 18 и останавливается в крайнем нижнем положении, что соответствует максимальному открытию клапана. Далее при прекращении промывки под действием пружины 10 шток 12 поднима-

ет шарик 14, который, натываясь на другой длинный скос верхней лабиринтной втулки 13, отводится им до конечного упора, обеспечивая тем самым перекрытие канала седла и, следовательно, канала бурильных труб.

Очередное возобновление прямой промывки и ее прекращение приводит клапан соответственно в состояние «открыто», когда можно производить обратную циркуляцию, частичный отбор жидкости и т.п.

При бурении скважин без выхода бурового раствора на устье и в других случаях, когда на устье невозможно определить, в каком положении (закрытом или открытом) находится клапан, а условия бурения требуют герметизации канала бурильных труб, клапан переделывают: вместо двух лабиринтных втулок устанавливают одну специальную втулку. При помощи этой втулки (на поверхности) перед спуском клапан можно установить в положение, которое оставляет канал бурильных труб открытым для обратного движения бурового раствора во время спуска бурильных труб (самозаполнение бурильных труб) до первой промывки. Первая промывка переводит клапан в состояние обыкновенного обратного клапана. Управляемый обратный клапан переделывают в обыкновенный, извлекая из него шарик.

Клапаны изготавливаются с правыми или левыми замковыми резьбами. Серийное производство обратных клапанов для бурильных труб осуществляется по ОСТ 39–096–79, которым предусмотрено изготовление 10 типоразмеров клапанов, включающих в себя: тип 1 — клапаны тарельчатые — КОБТ, тип 2 — клапаны конусные с резиновыми уплотнениями. По всем параметрам эти клапаны уступают управляемому обратному клапану конструкции СевКавНИПИнефть.

Элементы бурильной колонны для соединения между собой снабжены резьбой двух типов: мелкой (трубной) и крупной (замковой).

Характеристики *резьбы бурильных труб и замков* следующие:

□ профиль витков (ниток) резьбы треугольный с закругленными впадинами. Угол при вершине профиля равен 60°;

□ резьба всех соединений колонны бурильного инструмента коническая. Угол образующей конуса для мелкой трубной резьбы, составляет $1/32$, что соответствует $1^{\circ}47'24''$ — углу между образующей конуса и прямой, параллельной оси трубы. Этот угол равен половине угла при вершине конуса. Полной конусностью резьбы принято считать двойной уклон, т.е. $1/16$. Для крупной замковой резьбы полная конусность в зависимости от размера и типа принята $1/4$ или $1/16$;

□ число ниток трубной резьбы равно 8 на 24,5 мм с шагом 3,175 мм, число ниток замковой резьбы — 5 на 25,4 мм с шагом 5,08 мм или 4 на 25,4 мм с шагом 6,35 мм;

□ резьба может иметь как правое, так и левое направления. Трубной резьбой снабжены бурильные трубы, соединительные муфты, трубные концы замков и переводников;

□ ТБНК и ТБВК имеют трапецеидальную резьбу (шаг 5,08 мм, профиль 30° , конусность $1/32$; условное обозначение резьбы ТТ) и зарезбовый конический пояс, обеспечивающий высокую прочность и герметичность соединения.

Материалы для изготовления элементов бурильной колонны бурильного инструмента — конструкционные среднеуглеродистые и легированные стали (см. табл. 5.1).

При изготовлении все элементы бурильной колонны должны подвергаться термической обработке для улучшения свойств материалов.

Достаточно широко применяются легкосплавные (облегченные) бурильные трубы (ЛБТ) из специальных сплавов.

Легкосплавные бурильные трубы предназначены для бурения гидравлическими забойными двигателями и роторным способом. Выпускаются ЛБТ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также с увеличенной толщиной стенки для компоновки низа бурильной колонны. Они изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии Д16Т (табл. 5.9). На ЛБТ навинчиваются замки облегченной конструкции. Шифры стальных облегченных замков: ЗЛ-90, ЗЛ-108, ЗЛ-140, ЗЛ-152, ЗЛ-172; числа указывают наружный диаметр замка в миллиметрах.

Таблица 5.9

Характеристика труб из алюминиевого сплава Д16Т

Показатели	Наружный диаметр труб, мм												
	64	73	90	90	114	129	147	170					
	8	9	9	9	10	11	11	13	15	17			
Площадь сечения, см ² : тела трубы канала в теле трубы	14,1	18,1	22,5	22,5	32,6	33,9	40,8	39,0	47,0	54,7	62,1	69,5	54,9
	18,1	23,7	42,7	42,7	69,4	96,6	90,0	13,6	122,7	114,9	107,4	100,2	171,9
Растягивающая нагрузка, кН:	390	500	650	650	1170	1210	1460	1070	1290	1500	1710	1910	1510
	460	600	750	750	1530	1590	1920	1390	1680	1950	2170	2430	1980
Внутреннее давление, МПа:	55	54,2	43	43	38,5	30,7	37,5	27	33	39	45	50,9	28,5
	71,4	70,5	60	60	51,3	41,5	50,5	36,5	44,5	52	59,3	66,5	38,5
Внешнее допустимое давление, МПа	57,5	47	50	50	30	20,5	29,5	14	24	32	38	42	17,5
	4840	7100	12500	12500	21500	26180	30500	34900	40900	46350	51340	55800	56400
Крутящий момент, Н·м: допустимый предельный	5750	8450	14900	14900	25500	31100	36250	41500	48500	55150	61000	66350	67100

Условия работы и схемы расчета

5.2. Бурильной колонны

5.2.1. Условия работы бурильных труб при роторном бурении

Бурильная колонна представляет собой вертикальный пустотелый вал с очень большим отношением длины к диаметру. При бурении, спускоподъемных и других операциях этот вал подвергается статическим и динамическим нагрузкам от растяжения, сжатия, продольного и поперечного изгиба, кручения и внутреннего давления. Для расчета бурильных труб на прочность необходимо определить действующие усилия и напряжения в различных сечениях по длине бурильной колонны и установить, какие напряжения опасны.

При разработке новых конструкций бурильных труб и их элементов проводят расчеты на статическую прочность, выносливость, а также изучают явления усталости. В производственных условиях, чтобы правильно подобрать элементы бурильной колонны, достаточно проверить ее на статическую прочность.

При роторном бурении на бурильную колонну действуют следующие основные усилия:

- осевое усилие растяжения от собственного веса колонны (наибольшие растягивающие усилия проявляются у устья скважины);

- осевое усилие сжатия, создаваемое частью веса колонны и действующее в ее нижней части;

- изгибающий момент, возникающий в результате действия центробежных сил в процессе вращения колонны;

- крутящий момент, необходимый для вращения колонны.

Схема расчета бурильной колонны на статическую прочность при роторном бурении следующая.

1. Определяют необходимую длину нижней части колонны бурильных труб, состоящей из УБТ, исходя из величины нагрузки, необходимой для передачи долоту:

$$l_0 = \frac{P_d}{0,9q_0 \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho}\right)}, \quad (5.1)$$

где l_0 — длина нижней части колонны; P_d — осевая нагрузка на долото; q_0 — масса 1 м труб нижней части колонны (табл. 5.10); $\rho_{ж}$, ρ — плотность соответственно промывочной жидкости и материала труб нижней части колонны.

Таблица 5.10

Основные параметры элементов бурильной колонны

Наружный диаметр, мм	Труба			Муфта			Диаметр замков, мм					
	Толщина стенки, мм	Наименьший внутренний диаметр высаженной части, мм	Масса 1 м с учетом массы замка и высаженной части, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	ЗН		ЗШ		ЗУ	
							наружный	внутренний	наружный	внутренний	наружный	внутренний
60	8	28	11,8	80	166	2,7	80	25	—	—	—	—
	10	25	13,88									
73	7	35	13,4	96	166	4,2	95	32	108	54	108	54
	9	30	16,2									
89	8	57	18,2	108	166	4,4	108	38	118	62	118	62
	9	49	20,0									
	11	45	23,4									
114	8	78	24,7	140	204	9,0	—	—	146	80	155	105
	9	74	27,1									
	10	70	29,4									
141	8	105	32,1	171	215	14,0	—	—	178	101	185	135
	9	101	35,2									
	10	97	38,3									
	11	91	41,4									
168	8	132	38,8	197	229	16,7	—	—	203	127	212	160
	9	128	42,4									
	10	124	46,4									
	11	118	50,1									

Примечание. Масса 1 м трубы подсчитана для труб с высаженными внутрь концами и замком ЗШ общей длиной 12,5 м.

2. Проверяют на статическую прочность верхнюю часть колонны бурильных труб, где действуют наибольшие усилия растяжения Q , крутящий момент $M_{кр}$ и внутреннее давление p . Условие прочности в этом случае

$$\sqrt{\sigma_1^2 + 4\tau_k^2} \leq [\sigma], \quad (5.2)$$

где σ_1 — полное нормальное напряжение растяжения; τ_k — напряжение кручения; $[\sigma]$ — допустимое напряжение растяжения материала труб.

Для элементов бурильной колонны допустимое напряжение растяжения

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{k}, \quad (5.3)$$

где k — коэффициент запаса прочности, $k = 1,4-1,5$; σ_T — предел текучести (см. табл. 5.1).

3. Если бурильную колонну применяют без УБТ или длина их недостаточная, то проверяют на статическую прочность нижнюю часть колонны.

Условия прочности для труб, расположенных в нижней части колонны (рис. 5.7, а), определяют по формуле (5.2), но в этом случае σ_1 — полное нормальное напряжение сжатия с учетом изгиба, т.е. $\sigma_1 = \sigma_{сж} + \sigma_{изг}$.

Рассмотрим, как определяют элементы, входящие в выражение (5.2).

Нормальное напряжение растяжения σ_p (для сечения $m-m$ верхней части колонны $\sigma_1 = \sigma_p$) рассчитывают по формуле

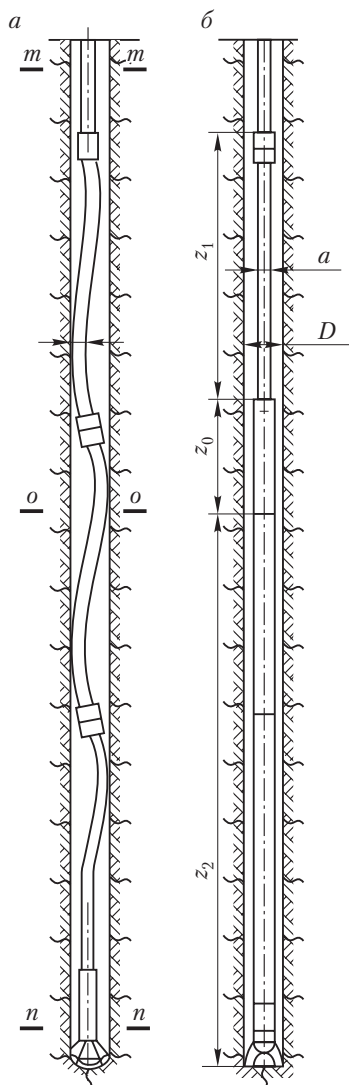


Рис. 5.7. Схема бурильной колонны в нагруженном состоянии без утяжеленных (а) и с утяжеленными (б) бурильными трубами

$$\sigma_p = \frac{Q}{F}, \quad (5.4)$$

где Q — наибольшее усилие растяжения; F — площадь рассматриваемого поперечного сечения трубы или замка.

Наибольшее усилие растяжения при подъеме с затяжками

$$Q = \left[(qL_1 + q_1L_2 + Q_1 + Q_2) \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho} \right) \right] + \frac{p\pi d_{\text{в}}^2}{4}, \quad (5.5)$$

где q — масса 1 м труб с замками и высаженной частью (см. табл. 5.10); L_1 — длина бурильной колонны; q_1 — масса 1 м утяжеленных труб; L_2 — длина утяжеленных труб; Q_1 — масса долота и других элементов колонны; Q_2 — усилия затяжки бурильной колонны при подъеме (обычно до 5–10 Т); $d_{\text{в}}$ — внутренний диаметр труб; p — давление, развиваемое буровыми насосами, которое может возникнуть в момент восстановления циркуляции, при прихвате бурильной колонны, принимается наибольшее; $\rho_{\text{ж}}$, ρ — плотность соответственно бурового раствора и материала бурильных труб.

Для практических расчетов при определении величины σ_p используют выражение

$$\sigma_p = \frac{L_1(\rho - \rho_{\text{ж}})}{10}. \quad (5.6)$$

Если бурят без УБТ, то L_1 принимают равной разности длины колонны бурильных труб L и длины ее нижней сжатой части z , т.е.

$$L_1 = L - z,$$

где $z = P_{\text{д}}/q$.

Если при бурении применяют УБТ, то L_1 в формуле (5.5) — это длина всей колонны бурильных труб (от устья до места соединения с УБТ).

Напряжение кручения

$$\tau_k = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (5.7)$$

где $M_{\text{кр}}$ — наибольший крутящий момент; $W_{\text{кр}}$ — полярный момент сопротивления труб (гладкой части).

При этом

$$M_{\text{кр}} = 71\,620 \frac{N}{n} k_{\text{д}}, \quad (5.8)$$

где N — мощность, затрачиваемая на вращение бурильной колонны; n — скорость вращения бурильной колонны; k_d — коэффициент динамичности, $k_d = 1,5-2,0$;

$$W_{кр} = \frac{\pi(d_H^4 - d_B^4)}{F}, \quad (5.9)$$

где d_H, d_B — наружный и внутренний диаметр бурильных труб.

Мощность, затрачиваемая на вращение бурильной колонны, складывается из мощности, необходимой для преодоления сопротивлений при работе долота N_d , и мощности, затрачиваемой на холостое вращение бурильной колонны $N_{х.в}$. Величины N_d и $N_{х.в}$ зависят от большого числа факторов и могут быть рассчитаны по сложным эмпирическим формулам. При практических расчетах бурильной колонны величину N принимают равной мощности, передаваемой ротору для вращения бурильной колонны.

Нормальное напряжение сжатия $\sigma_{сж}$ (рис. 5.7, а)

$$\sigma_{сж} = \frac{P_d}{F}. \quad (5.10)$$

Установлено, что при роторном бурении наиболее часты разрушения труб в резьбовом соединении, поэтому следует определять изгибающее напряжение для резьбового соединения:

$$\sigma_{изг} = 2000 \frac{fJ}{l^2 W'_{кр}}, \quad (5.11)$$

где J — экваториальный момент инерции площади поперечного тела трубы,

$$J = \frac{\pi}{64} (d_H^4 - d_B^4);$$

f — возможная стрела прогиба (в см),

$$f = \frac{1,1D_d - D_{зам}}{2},$$

D_d — диаметр долота; $D_{зам}$ — наружный диаметр замка;

l — длина полуволны, возникающей в нижней части колонны бурильных труб от совместного действия центробежных сил и нагрузки на долото, рассчитывают по формуле

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{0,2J\omega^2}{q_2}}}, \quad (5.12)$$

ω — угловая скорость вращения колонны,

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30}; \quad (5.13)$$

z — координата рассматриваемого сечения (считается от забоя скважины); q_2 — масса 1 см трубы;

$W'_{кр}$ — экваториальный момент сопротивления высаженного конца трубы,

$$W'_{кр} = \frac{\pi(d_{н.в}^4 - d_{в.в}^4)}{32d_{н.в}}, \quad (5.14)$$

$d_{н.в}$, $d_{в.в}$ — наружный и внутренний диаметр высаженного конца трубы.

Для многомерных колонн, состоящих из нескольких секций труб разного размера (в верхней части трубы большего размера, а в нижней части меньшего), результирующее напряжение определяют для каждой секции по формуле (5.2).

Пример¹. Скважину глубиной 2500 м бурят роторным способом с использованием бурильных труб диаметром 141 мм, марка стали Д. Плотность материала бурильных труб 7,85 г/см³, толщина стенки — 10 мм. Плотность глинистого раствора 1,25 г/см³. Скорость вращения ротора 170 об./мин; осевая нагрузка на долото 10 т; мощность, передаваемая ротору для вращения колонны бурильных труб, 176,2 л.с. (30 кВт). Бурение осуществляется долотами № 9 (214 мм). Рассчитать колонну бурильных труб на прочность, если: а) УБТ не применяют; б) применяют УБТ диаметром 178 мм, масса 1 м УБТ 155 кг.

Решение

а) Поскольку УБТ не применяют, то необходимо рассчитать статическую прочность как верхней, так и нижней части бурильной колонны.

1. Проверяем на статическую прочность верхнюю часть бурильной колонны. Для этого прежде всего определим максимальное нормальное напряжение σ_y , возникающее в бурильных трубах у устья скважины. Так как у устья скважины вследствие выпрямляющего действия собственного веса колонны бурильные трубы изгибаться не будут, то $\sigma_y = \sigma_p$ и его можно рассчитать по формуле (5.6).

Чтобы найти L_1 , рассчитаем длину нижней сжатой части колонны:

$$z = \frac{P_d}{q} = \frac{10000}{38,3} \approx 261 \text{ м.}$$

Значение q берем из табл. 5.10, тогда

$$L_1 = 2500 - 261 = 2239 \text{ м}$$

¹ Расчеты проведены во внесистемных метрических единицах.

и согласно формуле (5.6)

$$\sigma_p = \frac{2239(7,85 - 1,25)}{10} \approx 1478 \text{ кГ/см}^2.$$

Определим касательные напряжения кручения (см. формулу (5.7)), возникающие по всей длине колонны труб. Для этого воспользуемся формулами (5.8) и (5.9):

$$M_{кр} = 71\,620 \frac{N}{n} k_d = 71\,620 \frac{176,2 \cdot 2}{170} = 148\,539,88 \text{ кГ} \cdot \text{м},$$

$$W_{кр} = \frac{\pi(d_n^4 - d_b^4)}{16d_n} = \frac{3,14(14,1^4 - 12,1^4)}{16 \cdot 14,1} = 251,78 \text{ см}^3.$$

Подставив эти значения в формулу (5.7), получим

$$\tau_{кр} = \frac{148\,539,88}{251,78} = 589,96 \text{ кГ/см}^2.$$

По формуле (5.2) найдем приведенные напряжения, возникающие в верхней части колонны бурительных труб:

$$[\sigma]_в = \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau_{кр}^2} = \sqrt{1478^2 + 4 \cdot 589,96^2} \approx 1891 \text{ кГ/см}^2,$$

а по формуле (5.3) находим коэффициент запаса прочности (безопасности) для нормальной работы бурительных труб в верхней части колонны:

$$k = \frac{\sigma_T}{[\sigma]_в}.$$

Из табл. 5.1 возьмем значение предела текучести — для марки стали Д $\sigma_T = 38 \text{ кг/мм}^2 = 3800 \text{ кГ/см}^2$, и получим

$$k = \frac{3800}{1891} = 2,01,$$

что достаточно.

2. Проверяем на статическую прочность нижнюю часть бурительной колонны. В этом случае максимальное нормальное напряжение у забоя $\sigma_3 = \sigma_{сж} + \sigma_{изг}$.

По формуле (5.10) определим $\sigma_{сж}$:

$$\sigma_{сж} = \frac{P_d}{F} = \frac{10\,000}{0,785(14,1^2 - 12,1^2)} \approx 243 \text{ кГ/см}^2,$$

по формуле (5.11) рассчитаем $\sigma_{изг}$.

Для этого сначала найдем

$$J = \frac{\pi}{64}(d_n^4 - d_b^4) = \frac{3,14}{64}(14,1^4 - 12,1^4) = 887 \text{ см}^4,$$

$$f = \frac{1,1D_{\text{дол}} - D_{\text{зам}}}{2} = \frac{1,1 \cdot 21,4 - 17,8}{2} = 2,87 \text{ см}.$$

Затем по формуле (5.13) рассчитаем

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} = \frac{3,14 \cdot 170}{30} = 17,8 \text{ с}^{-1}$$

и подставим это значение в формулу (5.12):

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{0,2J\omega^2}{q_2}}} =$$

$$= \frac{10}{17,8} \sqrt{0,25 \cdot 261 + \sqrt{0,25 \cdot 261^2 + \frac{0,2 \cdot 887 \cdot 17,8^2}{0,383}}} \approx 13 \text{ м.}$$

По формуле (5.14) рассчитаем экваториальный момент сопротивления высаженного конца трубы:

$$W'_{кр} = \frac{3,14(14,1^4 - 12,1^4)}{32 \cdot 14,1} = 213,5 \text{ см}^3.$$

Тогда

$$\sigma_{изг} = 2000 \frac{2,87 \cdot 887}{13^2 \cdot 213,5} \approx 140 \text{ кг/см}^2,$$

а максимальное нормальное напряжение у забоя

$$\sigma_3 = 243 + 140 = 383 \text{ кг/см}^2.$$

Так как касательные напряжения одинаковы по всей длине труб, то приведенные напряжения, возникающие в нижней части колонны бурильных труб,

$$[\sigma]_н = \sqrt{\sigma_3^2 + 4\tau_k^2} = \sqrt{383^2 + 4 \cdot 590^2} = 1241 \text{ кг/см}^2.$$

Определим коэффициент безопасности (запаса прочности) для нормальной работы бурильных труб в нижней (забойной) части колонны:

$$k_1 = \frac{\sigma_T}{[\sigma]_н} = \frac{3800}{1241} = 3,06,$$

что достаточно.

б) Вычислим по формуле (5.1) необходимую длину утяжеленных бурильных труб:

$$l_o = \frac{P_d}{0,9q_o(1 - \gamma_{ж}/\gamma)} = \frac{10000}{0,9 \cdot 155(1 - 1,25/7,85)} \approx 86 \text{ м.}$$

Так как в нижней части бурильной колонны установлены УБТ, то достаточно проверить на статическую прочность верхнюю часть колонны (см. расчет решения примера а), п. 1).

5.2.2. Условия работы бурильных труб при турбинном бурении

При турбинном бурении бурильная колонна неподвижна. По бурильной колонне поступает промывочная жидкость к турбобуру и долоту, кроме того, во время работы турбобура колонна воспринимает его реактивный момент. Так как бурильная колонна непод-

вижна и всегда, даже при небольшом искривлении ствола, лежит на стенке скважины, то реактивный момент, воспринимаемый только нижней частью бурильной колонны, затухает по мере удаления от турбобура к устью скважины вследствие трения колонны о стенки скважины.

Таким образом, при турбинном бурении скорость вращения колонны бурильных труб равна нулю и ее можно считать практически разгруженной от действия вращающих моментов.

Расчет бурильных труб при турбинном бурении (этот же расчет следует применять при бурении электробурами и ВЗД) сводится к определению допустимой длины колонны с учетом веса турбины, утяжеленных бурильных труб и давления промывочной жидкости:

$$L = \frac{Q_{\text{доп}} - (Q_{\text{т}} + Q_{\text{УБТ}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho}\right) - pF}{q \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho}\right)} + l_0, \quad (5.15)$$

где L — допускаемая длина бурильной колонны; $Q_{\text{доп}}$ — допускаемая растягивающая нагрузка на тело бурильной трубы; $Q_{\text{т}}$ — масса турбобура; $Q_{\text{УБТ}}$ — масса УБТ; $\rho_{\text{ж}}$, ρ — плотность промывочной жидкости и материала бурильной трубы; p — перепад давления в турбобуре и долоте; F — площадь сечения проходного канала бурильной трубы; q — масса 1 м бурильной трубы с учетом массы замка и высаженных концов (см. табл. 5.10); l_0 — длина утяжеленных бурильных труб.

Допускаемая растягивающая нагрузка на тело трубы

$$Q_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{т}} F_1}{n}, \quad (5.16)$$

где $\sigma_{\text{т}}$ — предел текучести при растяжении для данной марки стали; F_1 — площадь сечения бурильной трубы; n — коэффициент запаса прочности.

Для турбинного способа бурения в неосложненных условиях с применением нормальных промывочных растворов (без добавления утяжелителей) $n = 1,5$. Для колонн, работающих в осложненных условиях (обвалообразование, каверны, утяжеленные промывочные растворы), а также для наклонно-направленных скважин $n = 1,35-1,45$.

Если бурильная колонна составлена из труб одного размера, но с разной толщиной стенок или из материалов с разными механическими свойствами, длину L_1 нижней части колонны можно определить по формуле (5.15).

Длина верхней части колонны L_2 в этом случае

$$L_2 = \frac{Q'_{\text{доп}} - Q_{\text{доп}}}{q'(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}, \quad (5.17)$$

где $Q'_{\text{доп}}$ — допускаемая растягивающая нагрузка для тела бурильной трубы верхней секции; q' — масса 1 м бурильной трубы верхней секции с учетом массы замка и высаженных концов.

Тогда общая длина колонны

$$L_{\text{общ}} = L_1 + L_2. \quad (5.18)$$

Если бурильная колонна составлена из труб разных диаметров и из материалов с неодинаковыми механическими свойствами, то длину нижней части колонны L_1 следует определять по формуле (5.15).

Длину верхней части колонны L_2 в этом случае определяют по формуле

$$L_2 = \frac{Q'_{\text{доп}} - Q_{\text{доп}} - pF_{\text{к}}}{q'(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}. \quad (5.19)$$

В формуле (5.19) $F_{\text{к}}$ равно разности площадей проходных сечений верхней и нижней секций.

Общую длину колонны определяют по формуле (5.18).

Пример¹. Рассчитать колонну бурильных труб (материал труб сталь марки Д с пределом текучести 38 кг/мм² и плотностью 7,85 г/см³) для турбинного бурения, имея следующие исходные данные. Проектная глубина скважины 3200 м. Плотность глинистого раствора 1,2 г/см³, давление — 100 кг/см². Масса турбобура 1692 кг. УБТ не применяют. Для нижней секции колонны выбрать трубы диаметром 141 мм с толщиной стенки 9 мм из стали марки Д.

Решение

Длину нижней секции L_1 находим по формуле (5.15). Так как $l_0 = 0$, то

$$L_1 = \frac{Q'_{\text{доп}} - Q_{\text{т}}(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho) - pF}{q(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}.$$

¹ Расчеты проведены во внесистемных метрических единицах.

Для данного случая

$$Q_{\text{доп}} = \frac{38}{1,5} \cdot 3750 = 94\,875 \text{ кг.}$$

Тогда (см. табл. 5.10)

$$L_1 = \frac{94\,875 - 1692(1 - 1,2/7,85) - 100 \cdot 119,5}{35,2(1 - 1,2/7,85)} \approx 3018 \text{ м.}$$

Для верхней секции выберем бурильные трубы размером 168 мм с толщиной стенки 9 мм из стали марки Д и найдем

$$Q'_{\text{доп}} = \frac{38}{1,5} \cdot 4500 = 113\,850 \text{ кг.}$$

Тогда согласно формуле (5.19)

$$L_2 = \frac{113\,850 - 94\,875 - 100(177,5 - 119,5)}{42,4(1 - 1,2/7,85)} \approx 366 \text{ м.}$$

Следовательно, общая длина колонны

$$L_{\text{общ}} = L_1 + L_2 = 3018 + 366 = 3384 \text{ м,}$$

что соответствует условиям бурения скважин с заданной проектной глубиной 3200 м.

5.3. Эксплуатация бурильной колонны

5.3.1. Подготовка бурильных труб к эксплуатации

Перед отправкой на буровую бурильные трубы, квадратные штанги, замки и т.п. тщательно осматривают и проверяют на трубной базе конторы бурения (экспедиции).

Особенно тщательно проверяют резьбовые соединения: резьба должна быть гладкой, без заусениц, рванин и других дефектов, нарушающих ее непрерывность, плотность и прочность. После осмотра резьбовые соединения обязательно проверяют рабочими калибрами.

Трубы и замки, признанные годными после контрольной проверки их качества на трубной базе, перед пуском в работу свинчивают и крепят между собой. Эти операции, требующие определенных условий (тщательной очистки и смазки резьбы, селективного подбора деталей и т.д.), должны производить только на трубных

базах. В некоторых случаях допускается навинчивание замков на трубы непосредственно в буровых.

Перед **навинчиванием** необходимо подобрать замок к трубе по натягу резьбы и по конусности, так как этим улучшается сопряжение резьбы. Замоквая деталь, имеющая отклонение конусности по большему диаметру, свинчивается с трубой, имеющей отклонение конусности также по большему диаметру; могут быть свинчены замок и труба, имеющие отклонение по конусности по меньшему диаметру. При подборе замка по натягу на трубу, имеющую натяг резьбы с плюсовым допуском, должна быть навинчена замоквая деталь с натягом, выполненным в пределах минусового допуска, и, наоборот, на трубу, имеющую натяг с минусовым допуском, навинчивается замоквая деталь с натягом резьбы, выполненным в пределах плюсового допуска. Соединяемые трубу и замок с номинальной величиной натяга резьбы свинчивают без подбора.

Крепление замков на бурильные трубы может быть произведено в холодном или горячем состоянии. Для получения плотного резьбового соединения и уменьшения трения сопрягающихся поверхностей необходимо перед свинчиванием смазать резьбу трубы графитовой или цинковой смазкой.

При навинчивании замок следует надеть на резьбу трубы и, осторожно вращая его по ходу резьбы, убедиться, что вершины ниток вошли во впадины резьбы, после чего можно увеличить скорость вращения.

Правильность подбора замка к трубе после ручного навинчивания проверяют по положению торца трубного конца замка по отношению к последней риску резьбы на трубе. Расстояние от торца замка до конца сбег резьбы на трубе должно быть 1–6 мм.

Существуют три *метода крепления замков* на бурильные трубы:

- крепление в буровых с помощью бурильной лебедки;
- на специальных муфтонаверточных станках;
- навинчивание вручную предварительно нагретого замка.

Двумя первыми методами производят крепление замков в холодном состоянии.

Крепление замков на скважине с помощью лебедки и машинных ключей имеют серьезные недостатки, и прежде всего это прерывистость процесса и произвольная величина крутящего момента.

Крепление рывками, вызываемое необходимостью перезарядки машинных ключей, приводит часто к заеданию резьбы.

Невозможность контроля величины усилия, затрачиваемого на крепление замков, в большинстве случаев является причиной слабой затяжки соединения, которое в процессе бурения приходится докреплять. Довинчивание соединения, находящегося под действием осевых и изгибающих нагрузок, возникающих в колонне бурильных труб при бурении, усиливает разрушение резьбы и снижает прочность и плотность соединения. Поэтому крепление замков с помощью лебедки бурового станка непосредственно на скважине следует производить в крайних случаях, когда невозможно произвести закрепление другими способами.

Недостатки крепления соединений на скважине в значительной степени устраняются при ручном навинчивании с последующим закреплением соединения на муфтоверточном станке. В этом случае процесс крепления проходит непрерывно при медленном вращении детали с регистрацией прикладываемого усилия. Поскольку машинное крепление замков требует приложения больших крутящих моментов, приводящих к высоким давлениям между поверхностями резьбы замка и трубы и вызывающих заедание резьбы, все закрепленные соединения необходимо подвергать опрессовке.

Наиболее совершенным является способ *навинчивания и крепления замков в горячем состоянии*, который включает следующие операции.

После проверки замков и труб, подбора их по натягу и конусности замковую деталь в холодном состоянии навинчивают без смазки на трубу вручную до отказа. На расстоянии 9 мм от торца трубного конца замка размером 168 и 7 мм для замков других размеров на трубе ставят метку-кern, по которой ориентируются при последующем закреплении замка.

После этого замковую деталь снимают с трубы и с помощью приспособления, ввинчиваемого в замковую резьбу муфты или навинчиваемого на резьбу ниппеля, помещают в специальную печь для нагрева. Печь, выложенная огнеупорным кирпичом и заключенная в кожух из толстого листового железа, представляет собой пламенную печь, снабженную двумя муфелями из труб для укладки в них нагреваемых деталей. Максимальная температура нагрева 400–430 °С для замков размером 78 и 89 мм, 380–400 °С — размером 114, 141, 168 мм.

Температуру при нагреве контролируют с помощью термометра с гальванометром. Перед навинчиванием замка резьбу трубы смазывают. В качестве смазки используют смесь технического глицерина с мелко размолотым графитом в массовом отношении 2:1. Смазку наносят не на всю резьбу, а только на первые три-четыре нитки, считая от торца трубы. После того как замок нагрет, а резьба на трубе смазана, термометр вынимают из замка, замковую деталь извлекают из печи и, не охлаждая, навинчивают на ту же трубу, на которую ее навинчивали в холодном состоянии.

Горячий замок навинчивают на трубу так, чтобы торец его совпал с поставленной на трубе меткой керном. Допускается недовинчивание замковой детали до метки-керна не более чем 1,5–2,0 мм. Чтобы в замке не создалось чрезмерно высокое напряжение, которое может повлечь за собой его разрыв, нельзя допускать продвижения детали после совпадения торца с меткой-керном. Замок, навинченный в горячем состоянии, при охлаждении, прочно схватываясь с трубой, обеспечивает прочность и герметичность соединения. Как показала практика, проверка таких соединений опрессовкой необязательна.

5.3.2. Контроль износа и ремонт бурильной колонны

Смонтированные новые бурильные трубы объединяют в комплекты, в составе которых они должны работать до полной амортизации. Комплекты составляют из труб, одинаковых как по диаметру и толщине стенок, так и по длине. В них включают трубы, изготовленные одним заводом из стали одной марки, и замки одного типа, изготовленные одним заводом. Для более равномерной отработки труб и увеличения продолжительности их работы установлена длина комплектов труб — 250 м. При уменьшении длины комплекта, вследствие выхода из строя отдельных труб, его пополняют трубами из разукomплектованных комплектов того же класса, имеющих примерно одинаковый начисленный условный износ.

Техническое состояние комплектов бурильных труб в процессе их работы определяется размером начисленного условного износа. Действующими нормативами предусматривается норма расхода бурильных труб в килограммах на 1 м проходки, поэтому

условно состояние бурильных труб определяется начисленным износом (в кг).

Условный износ начисляется на каждый комплект в зависимости от объема и глубины бурения, а также коэффициента буримости.

Коэффициент буримости определяется из соотношения механической скорости бурения, принятой за единицу (9,72 м/ч), и механической скорости для данного района.

Норма полной отработки для коротких комплектов устанавливается в соответствии с их весом (суммарная длина труб короткого комплекта, умноженная на номинальный вес 1 м труб).

По начислению на короткий комплект бурильных труб условного износа, равного норме полного износа (их суммарный вес; табл. 5.11), комплект труб подлежит списанию.

Таблица 5.11

Норма полной отработки коротких комплектов бурильных труб с разной толщиной стенки, кг

Диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм			
	8	9	10	11
114	5400	–	6500	–
141	6700	7500	–	9000
168	8100	9000	–	10900

По степени отработки бурильные трубы делят на три класса: I – трубы с износом от нуля до 50 %; II – трубы с износом от 51 до 85 %; III – трубы с износом от 86 до 100 %. Перевод из класса в класс производится в соответствии с данными табл. 5.12.

Таблица 5.12

Норма условного износа бурильных труб по классам, кг

Диаметр труб, мм	Толщина стенок труб, мм	Класс		
		I	II	III
114	8	2700	1890	810
	10	3250	2275	975
141	8	3350	2350	1000
	9	3750	2625	1125
	11	4500	4350	1350
168	8	4050	2835	1215
	9	4500	3150	1350
	11	5450	3815	1635

В случае сохранения качества труб III класса руководителям предприятия предоставляется право продлить их работу с переводом комплекта в подкласс III-а. Условный износ на трубы подкласса III-а начисляется аналогично трубам III класса.

Бурильные трубы, разбитые на комплекты и отмаркированные, доставляют на скважину. Буровая бригада, непосредственно эксплуатирующая трубы, замки и другие детали, тщательно проверяет их качество и соответствие паспортным данным. Буровой мастер при доставке труб на скважину одновременно получает выписку из паспортов с отрывными талонами и извещения о получении комплектов труб. Трубы, замки и соединительные муфты, имеющие наружные дефекты (плены, трещины, кривизну, значительный износ резьбы и т.д.), не подлежат приемке.

После того как комплекты бурильных труб завезены на скважину, осмотрены и приняты буровым мастером, буровая бригада укладывает их на мостки, откуда их берут в процессе бурения для сборки в свечи.

При *сборке труб в свечи* необходимо, чтобы свечи были по возможности одной длины. Для этого замеряют отдельные колена труб и соединяют длинные трубы с короткими. Затаскивая трубы на скважину или подавая свечи из-за пальца, следует предохранять резьбу ниппеля от ударов о ротор и другие металлические предметы.

Во избежание искривления квадратной штанги при втаскивании с мостков и затаскивании в фонарь вышки якорным канатом поддерживают от прогиба ее среднюю часть. При свинчивании крупной резьбы, особенно новых замков, очищают и промывают резьбу муфт и ниппелей от песка и грязи, смазывают графитовой смазкой резьбу, а также торец муфты.

При свинчивании резьбы в процессе спуска колонны бурильных труб нельзя допускать ударов ниппеля наращиваемой трубы о резьбу муфты трубы, спущенной в скважину. Во избежание самотвинчивания и разъедания замковой резьбы при турбинном бурении все замковые соединения закрепляют машинными ключами.

При спуске труб в скважину не следует допускать резкого торможения колонны или посадки элеватора на ротор с ударом, так как это приводит к возникновению больших динамических нагрузок и даже к авариям.

Для равномерного износа замковой резьбы следует при подъеме свечей менять положение средних (неразъемных) замковых соединений с концевыми (разъемными). При роторном бурении, чтобы предохранить бурильные трубы от истирания и быстрого износа, на них вблизи замка нужно надевать с помощью специального приспособления предохранительные кольца — протекторы. Благодаря тому что наружный диаметр протектора больше диаметра замка, соприкосновение и трение замков труб об обсадные трубы и стенки скважин устраняются.

При любом способе бурения необходимо строго руководствоваться нормами осевых нагрузок на долото, указанными в геологическом наряде (ГТН).

После окончания бурения скважины при разборке свечей все трубы развинчивают в замковой резьбе, отвинчивают также все имеющиеся в колонне переводники, в том числе и предохранительный на квадратной штанге. Разобранные трубы укладывают на мостки аккуратно рядами по комплектам и обильно смазывают резьбу. Нельзя сбрасывать трубы с мостков на землю, транспортировать волоком и т.п. Ответственность за правильную эксплуатацию всех элементов бурильной колонны лежит на буровом мастере, который должен следить за соблюдением технических правил обращения с инструментом.

Эксплуатация легкосплавных бурильных труб имеет некоторые особенности. В случае недостаточной интенсивности заполнения бурильной колонны (при ее спуске) промывочной жидкостью устанавливают один или несколько перепускных клапанов. Запрещается применять кислотные (грязевые) ванны для освобождения прихваченного инструмента. Концентрация водородных ионов (рН) в промывочной жидкости должна быть не более 11. Конструкция подсвечника должна предотвращать образование внутри труб ледяных пробок (замерзание части стекающего раствора в концах труб). Нельзя производить накладку машинных ключей на тело ЛБТ. Запрещено нанесение каких бы то ни было рисок или меток на тело труб (кроме предусмотренных маркировкой). При проводке скважины для достижения равномерного износа всех замковых соединений после каждых очередных 20 спускоподъемных операций меняют месторасположение разъемных и неразъемных замковых соединений, строго соблюдая последовательность этой замены.

Для защиты ЛБТ от износа обязательно применение протекторов. Наиболее целесообразно использовать протекторные кольца из найритовой резины с закреплением их на месте установки. Лучший способ закрепления — приклеивание кольца к телу трубы эпоксидным клеем.

После окончания бурения скважины комплекты бурильных труб, квадратные штанги, УБТ и переводники перевозят на трубную базу для профилактической проверки их состояния. На трубной базе трубы очищают от грязи, а резьбу замков и переводников промывают керосином или легкой нефтью. После этого трубы осматривают, опрессовывают и выявляют те, которые требуют ремонта, а также непригодные для дальнейшей работы.

Бурильные трубы, квадратные штанги и УБТ, требующие ремонта или имеющие исправимые дефекты, направляют после предварительной проверки в ремонтные цехи трубной базы, где производят следующие **ремонтные работы**: выпрямление искривленных труб и квадратных штанг; искривление специальных направляющих труб; восстановление сработанной поверхности деталей; восстановление сработанной опорной площади под элеватор у замковых муфт; приваривание к замкам колец, армированных твердым сплавом; приваривание замков к трубам; ремонт резьб и т.д.

6

РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ

Влияние режима бурения на количественные и качественные

6.1. показатели бурения

6.1.1. Влияние качества и количества бурового раствора

Под *режимом бурения* понимается сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения, к числу которых относятся осевая нагрузка (давление) на долото P_d ; частота вращения долота n ; количество прокачиваемого бурового раствора Q_p ; свойства бурового раствора (плотность, вязкость, показатель фильтрации, статическое напряжение сдвига). Сочетание этих параметров, позволяющее получать наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения, называется *рациональным (или оптимальным) режимом бурения*.

В процессе бурения часто приходится отбирать керн, бурить скважину в неблагоприятных геологических условиях (зонах, склонных к поглощениям и осложнениям, связанным с нарушением целостности ствола скважины, и т.п.). Режимы бурения, применяемые в таких случаях, называются *специальными*.

Наилучших результатов работы долот добиваются тогда, когда выбуренная порода своевременно удаляется с забоя, в противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту. Чистота забоя скважины, а следовательно, и собственно процесс бурения зависят от следующих факторов.

Качество бурового раствора. Очистка скважины от мелкого шлама лучше обеспечивается при использовании глинистых растворов с малой вязкостью и малой прочностью структуры. Крупные куски шлама лучше удаляются при промывке скважин густыми и

вязкими растворами. Увеличение плотности глинистых растворов повышает их подъемную способность.

В то же время установлено, что механическая скорость проходки зависит от величины дифференциального давления, представляющего собой разность между давлением столба бурового раствора в скважине и пластовым (поровым) давлением. Давление столба бурового раствора (гидростатическое давление) прямо пропорционально его плотности. Если дифференциальное давление больше 3,5 МПа, то механическая скорость проходки остается примерно постоянной.

С увеличением плотности бурового раствора увеличивается давление на забой скважины, сопротивляемость пород разрушению возрастает, вследствие чего показатели бурения ухудшаются. В тех случаях, когда геологические условия позволяют, следует использовать в качестве промывочного агента воду, природный газ или воздух с обязательной компенсацией их недостаточной подъемной способности высокой скоростью движения в затрубном пространстве.

Американский ученый Бингхем, проанализировав многочисленные промысловые и стендовые эксперименты с использованием для бурения различных промывочных агентов, сделал следующие выводы:

□ в процессе бурения на эффективных режимах максимальные значения проходки за один оборот долота (h/n) можно получить при использовании в качестве бурового раствора воды;

□ обычно бурить на эффективных режимах можно при использовании в качестве промывочных агентов воздуха или природного газа. Однако в этом случае нагрузка на долото и частота его вращения должны быть меньшими, чем при бурении с промывкой забоя водой. Это объясняется низкой очищающей способностью газовой струи.

Количество бурового раствора, подаваемого на единицу площади забоя скважины. На основании обобщения экспериментальных данных установлено (исследования проводились при бурении роторным способом и электробуром), что технологически необходимое количество промывочного раствора

$$Q_p = 0,07S_3,$$

где $0,07$ — переводной коэффициент; S_3 — площадь забоя скважины, см^2 .

Увеличение производительности буровых насосов выше вычисленной по данному соотношению величины не приводит к существенному изменению механической скорости проходки.

Скорость истечения потока жидкости из отверстий долота и расположения этих отверстий по отношению к шарошкам и забою скважин. С увеличением скорости истечения бурового раствора из долотных насадок улучшается очистка забоя скважины, а следовательно, возрастает механическая скорость бурения. Наблюдения показывают, что значительный рост механической скорости проходки достигается в том случае, когда скорость струй, вытекающих из насадок гидромониторного долота, больше $65\text{--}75$ м/с. Существенное влияние на условия очистки забоя оказывает высота зубьев шарошек: чем больше просвет между шарошками и забоем, тем лучше его очистка и больше значения отношения h/n . Наименьшие значения h/n наблюдаются при применении алмазных долот, в которых зубья (алмазы) выступают за матрицу на незначительную высоту, и штыревых долот с твердосплавными вставками, почти утопленными в теле шарошки.

6.1.2. Влияние частоты вращения долота и осевой нагрузки

Установлено, что при увеличении частоты вращения долота механическая скорость проходки растет, достигая максимальной величины, а потом снижается. Каждому классу пород (пластичных, пластично-хрупких и хрупких) соответствуют свои критические частоты вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости проходки. Следует иметь в виду, что повышение частоты вращения шарошечных долот снижает долговечность их работы из-за интенсивного износа опор и сокращает проходку за рейс долота.

Влияние осевой нагрузки на механическую скорость может быть представлено графиком, отражающим качественную сторону процесса (рис. 6.1). На кривой $v_M = f(P_D)$ выделяются три области.

Область I характеризуется тем, что скорость v_M увеличивается пропорционально увеличению P_D . В этой области удельная нагрузка

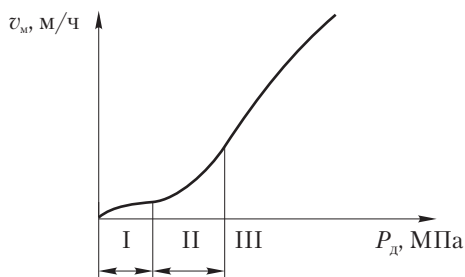


Рис. 6.1. Кривая зависимости механической скорости проходки от осевой нагрузки

ка значительно меньше прочности разрушаемой породы, поэтому процесс разрушения носит поверхностный характер. Область I называется *областью поверхностного разрушения*.

В области II механическая скорость проходки также увеличивается с ростом P_d , но в данном случае она растет быстрее, чем увеличивается создаваемая на долото нагрузка. В этой области породы разрушаются при удельной нагрузке, меньшей твердости разрушаемой породы, но уже близкой к ней. Область II условно называют *областью усталостного разрушения*. На границе областей II и III удельная нагрузка будет соответствовать твердости разрушаемой породы.

В области III процесс разрушения носит объемный характер. Эту область называют *областью нормального или объемного разрушения*.

Разделение режимов разрушения породы является условным, так как при работе долота в разной степени наблюдаются все три вида разрушения.

Для турбинного бурения зависимости v_m , h , n от осевой нагрузки на долото P_d показывают, что при всех существующих методах вращательного бурения любое изменение осевой нагрузки на долото приводит к изменению показателей его работы (рис. 6.2). При поддержании на долоте такой осевой нагрузки, что $v_m = \max$, реализуется критерий максимума механической скорости; при осевой нагрузке, отвечающей $h = \max$, будет вестись бурение с максимальной проходкой на долото.

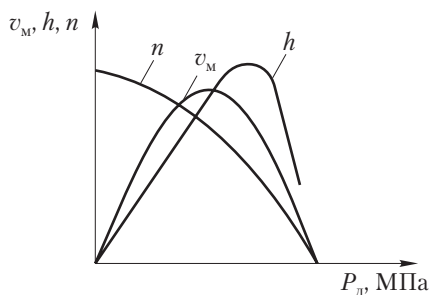


Рис. 6.2. Влияние осевой нагрузки на долото на механическую скорость v_m , проходку h и частоту n вращения долота при турбинном бурении

Оптимальный режим с максимумом рейсовой скорости будет достигнут при средней величине осевой нагрузки: между P_d , соответствующим $v_{m \max}$, и P_d , соответствующим h_{\max} .

6.1.3. Взаимосвязь между параметрами режима бурения

В роторном бурении параметры режима бурения не зависят друг от друга. В процессе бурения можно менять любой из них: P_d , n и Q_p , не изменяя других.

Иное дело при бурении гидравлическими забойными двигателями. Здесь основным параметром режима бурения является количество прокачиваемой промывочной жидкости Q_p . В этом случае осевая нагрузка на долото P_d зависит от Q_p :

$$P_d = f(Q_p).$$

Число оборотов долота n в турбинном бурении переменное и зависит от количества прокачиваемой жидкости и величины осевой нагрузки на долото, т.е.

$$n = f(Q_p, P_d).$$

Другими словами, при турбинном бурении изменение величины Q_p неизменно повлечет за собой изменение n и P_d .

При бурении электробуром также имеются свои особенности. Электробуром бурят практически при постоянной скорости вращения долота, и бурильщик не может ее регулировать. Изменить скорость вращения можно, только заменив электробур другим дви-

гателем, имеющим другую скорость вращения, а также изменением частоты тока или при помощи редукторов-вставок.

Изменение мощности, затрачиваемой долотом на разрушение пород с различными физико-механическими свойствами, вызывает изменение силы тока в электрической цепи, питающей электробур. Это позволяет следить по показаниям амперметра за характером работы долота на забое, создавать оптимальные осевые нагрузки, а также определять степень износа долота.

Критерием оценки эффективности применяемых параметров режима бурения может служить рейсовая скорость v_p или экономическая скорость. *Экономическая скорость* — это стоимость 1 м проходки.

Спущенное в скважину долото стремятся отработать при таких значениях параметров режима бурения и бурить им столько времени, чтобы обеспечить либо максимальную v_p , либо минимальную экономическую скорость C_{\min} .

Критерий C_{\min} более обобщающий, так как учитывает (в стоимостном выражении) больше фактов.

6.2. Выбор способа бурения

В Российской Федерации получили распространение три способа бурения скважин: роторный, гидравлическими забойными двигателями и бурение электробурами.

В отличие от других стран основные объемы бурения осуществляются турбобурами (80–85 %), бурение винтовыми забойными двигателями (6 %), роторным способом (7–12 %) и электробурами (2 %) производится в значительно меньших объемах. В США, например, основные объемы бурения на нефть и газ осуществляются роторным способом, а при бурении скважин забойным двигателем используют винтовые забойные двигатели. Это объясняется многими причинами, главными из которых являются величина стоимости 1 м проходки и многолетние традиции, сложившиеся при бурении нефтяных и газовых скважин.

Выбор наиболее эффективного способа бурения обусловлен задачами, которые должны быть решены при разработке или со-

вершенствовании технологии бурения. На основании данных, полученных при опытном бурении, сравнивают способы бурения и выявляют наиболее эффективный для конкретных геолого-технических условий.

В качестве критерия оценки эффективности способа бурения целесообразно применять стоимость 1 м проходки, что не исключает использования при сравнении способов бурения таких критериев, как проходка за долбление, а также рейсовая и коммерческая скорость.

Способ бурения можно выбирать в зависимости от установленной оптимальной частоты вращения долота (табл. 6.1).

Таблица 6.1

**Оптимальная частота вращения долота
для различных способов бурения**

Способ бурения	Частота вращения долота, об./мин
Ротор, турбобур с редуктором-вставкой, электробур с двумя редукторами-вставками	35–100
Ротор, винтовой забойный двигатель, турбобур и электробур с редуктором-вставкой, турбобур с решетками гидроторможения	100–250
Шпиндельные турбобуры с турбинами точного литья и турбобуры с падающей к тормозу линией давления, турбо- и электробур с редуктором-вставкой	250–500
Турбобуры и электробуры для алмазного бурения	500–800

6.3. Рациональная отработка долот

Долото рационально обрабатывают при оптимальном сочетании параметров режима бурения: подача бурильной колонны

равномерная, т.е. $\frac{P_{д.маx} - P_{д.мин}}{P_{д.ср}} = \min$ и $\frac{n_{маx} - n_{мин}}{n_{ср}} = \min$;

продолжительность работы долот выбрана из расчета получения максимальной рейсовой скорости проходки или максимальной стойкости опор долота. Если хотя бы одно из этих условий не

сблюдается, то нельзя считать, что долота обрабатывают рационально.

Экспериментально установлено, что если изменяется (увеличивается) один из параметров режима бурения, а другие не изменяются или изменяются так, что не обеспечивают оптимального сочетания между параметрами, то чаще всего темп углубления скважины снижается. А если происходит некоторое увеличение показателей бурения, то оно сравнительно небольшое. При таких условиях отработка долот не может быть рациональной.

Так как параметры режима бурения n , P_d и Q оказывают различное влияние на механическую скорость проходки и износостойкость долота, то, следовательно, оптимальное соотношение между ними будет соответствовать максимальной рейсовой скорости проходки, т.е. оптимальные значения n , P_d и Q определяются из системы уравнений:

$$\frac{\partial v_p}{\partial n} = 0, \quad \frac{\partial v_p}{\partial P_d} = 0, \quad \frac{\partial v_p}{\partial Q} = 0, \quad (6.1)$$

при условии, что соответствующие вторые производные будут меньше нуля.

В турбинном бурении часто рациональное соотношение между P_d , n и Q не соответствует оптимальному режиму работы турбобура. Нередко наиболее высокие показатели эффективности работы долот получают при работе турбобура в области тормозных режимов.

Было установлено, что если в процессе бурения контролировать только осевую нагрузку, то n колеблется с диапазоном до 300 об./мин. Это объясняется рядом причин, но главной из них — неравномерность подачи долота (бурильной колонны); многие бурильщики подают долото (колонну) на забой неравномерно, толчками, с колебаниями осевой нагрузки на долото от 1–2 до 3–6 т.

Так как в турбинном бурении при $Q = \text{const}$ число оборотов долота $n = \varphi(P_d)$, то естественно, что при любом изменении P_d обязательно будет изменяться и n , причем абсолютная величина его изменений будет зависеть от величины коэффициента K — сброса n на 1 т нагрузки.

Эксперименты показали, что во всех случаях, когда долото подается неравномерно, происходят колебания n , в результате эффективность работы долота снижается на 15–25 % и больше.

Ориентируясь на рациональную отработку долот, нужно добиваться равномерной подачи бурильной колонны, чтобы колебания n не превышали 50–80 об./мин. Для равномерной подачи следует применять специальные регуляторы. Однако 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 $P_d = \text{const}$ и $Q = \text{const}$.

Рациональная отработка долот невозможна, если нет критериев для определения времени, когда необходимо сменять 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 , T_z — износостойкость соответственно опор и рабочей поверхности долот.

Очевидно, что в зависимости от соотношения между T_f и T_z метод определения продолжительности эффективной работы долота на забое должен быть разным.

Если $T_f \ll T_z$, то в процессе бурения, задолго до износа рабочей поверхности, при довольно 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 периодами (в момент заклинивания шарошки) резко увеличивается мощность, потребная на бурение. Опытный бурильщик замечает это по показаниям амперметра. При сравнительно небольших глубинах скважин такое явление отмечают даже малоопытные бурильщики.

В турбинном бурении при нарушении качения роликов в подшипнике долота приемистость турбобура к осевой нагрузке уменьшается. Турбобур начинает останавливаться при осевой нагрузке P_d , которая меньше (иногда значительно меньше) первоначальной. Когда параметры режима бурения соответствуют области тормозных режимов работы турбобура, указанное явление проявляется в более резкой форме. Если начинают нарушаться плавность качения опорных элементов долота и заклиниваться шарошки, то мо-

жет произойти авария с долотом. Заметив это, бурильщик должен прекратить бурение и поднять долото для замены.

Если для разбуривания нефтяного или газового месторождения длительное время применяют долота одного типа, то на основании статистических данных для них можно установить T_f — время, в течение которого наступает расстройство опор, т.е. рациональное время T_p эффективной работы долота на забое. После того как время работы долота на забое $T_p = T_f$, долото необходимо поднять, даже если еще сохраняется сравнительно высокая механическая скорость проходки.

Итак, если $T_f \ll T_z$, то $T_p = T_f$.

В случае, когда рабочая поверхность изнашивается быстрее опор, т.е. $T_z < T_f$ или $T_z \approx T_f$, время эффективной работы долота на забое следует определять из условия износа рабочей поверхности. Многочисленные исследования показали, что при этом наиболее правильно T_p определять из условия максимума рейсовой скорости проходки v_p , которую можно приближенно определить по формуле

$$v_p = \frac{h_{pд}}{t_{\phi} + t_{сп}}. \quad (6.2)$$

Исследуя функцию (6.2) на максимум, при $\frac{dv_p}{dt_{\phi}} = 0$ получаем

$$\frac{dh_{pд}}{dt_{\phi}} = \frac{h_{pд}}{t_{\phi} + t_{сп}},$$

где t_{ϕ} — время механического бурения; $t_{сп} = t_{п} + t_{д} + t_{с}$, где $t_{п}$ — время подъема; $t_{д}$ — время на замену долота; $t_{с}$ — время спуска бурильной колонны.

Так как $\frac{dh_{pд}}{dt_{\phi}} = v_m$, то

$$v_m = v_p. \quad (6.3)$$

Следовательно, с технической точки зрения долото на забое следует держать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости проходки. Это и будет рациональным временем эффективной работы долота на забое.

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, достигает значения

$$v_m = K_o v_{m,ср}, \quad (6.4)$$

где $v_{m,ср}$ — средняя механическая скорость проходки, м/ч; K_o — коэффициент, определяемый опытным путем.

Значение K_o зависит от соотношения между t_o и $t_{сп}$ и удовлетворяет условию $0 < K_o < 1$.

Разработка оптимальных параметров

6.4. режима бурения

При *разработке оптимальных параметров* режима бурения рекомендуется придерживаться следующей последовательности.

1. Предварительно досконально изучить геологические условия (стратиграфию, тектонику), в которых предполагается проводить бурение, и физико-механические свойства пород.

2. Определить пластовые давления, а также установить горизонты, в которых возможны обвалы стенок скважины, выбросы или поглощение промывочной жидкости, прихваты бурильной колонны и т.д.

3. Выяснить, возможно ли искривление скважины, на каких глубинах и в каких породах.

4. В соответствии с геологическими условиями бурения:

1) выбрать промывочную жидкость, задаться ее параметрами для разбуривания отдельных горизонтов, свит и пластов;

2) выбрать типы долот для тех же геологических комплексов.

5. Составить проект оси скважины с указанием угловых координат точек на отдельных интервалах.

6. В соответствии с проектом оси скважины, механическими свойствами горных пород, качеством промывочной жидкости и избранными типами долот определить необходимые значения осевой нагрузки на долото P_d , расхода рабочего потока Q и числа оборотов долота n .

При *выборе параметров* режима бурения (любым способом) необходимо руководствоваться следующими общими положениями.

Для промывки скважин выбирают жидкость с необходимыми параметрами: плотностью, условной вязкостью, статическим напряжением сдвига. При благоприятных геологических условиях до вскрытия продуктивного горизонта целесообразнее в качестве промывочного агента применять воду.

Количество промывочной жидкости должно быть таким, чтобы обеспечить очистку забоя и вынос шлама на поверхность. Минимальное необходимое для очистки забоя количество жидкости Q'_3 можно определить из соотношения

$$\frac{Q'_3}{F_3} \geq 0,043 - 0,050 \text{ (л} \cdot \text{с}^{-1})/\text{см}^2.$$

Количество промывочной жидкости, при котором забой полностью очищается, находят из соотношения

$$\frac{Q'_3}{F_3} = 0,057 - 0,065 \text{ (л} \cdot \text{с}^{-1})/\text{см}^2.$$

Нижние пределы соотношения $\frac{Q'_3}{F_3}$ относятся к роторному бурению, а верхние — к бурению с погружными двигателями (когда бурильные трубы не вращаются).

Для обеспечения выноса шлама Q_w выбирают с расчетом получения скорости восходящего потока w не менее 1,0–1,2 м/с при бурении в любых породах. Нижний предел относится к бурению с вращением труб, а верхний — без вращения. В осложненных условиях w необходимо повышать до 1,5–1,8 м/с.

В турбинном бурении Q должно быть таким, чтобы можно было бурить при определенном числе оборотов и осевой нагрузке на долото.

Число оборотов долота должно удовлетворять условию

$$n_{v_M} > n \approx n_h, \quad (6.5)$$

где n_{v_M} , n_h — число оборотов, обеспечивающее соответственно максимальную механическую скорость бурения и максимальную проходку на долото.

В турбинном бурении при некотором n_0 вал турбобура затормаживается, следовательно, для нормального бурения необходимо, чтобы выполнялось условие $n > n_0$.

В крепких скальных породах, очевидно, целесообразно бурить при n , удовлетворяющем условию

$$n_0 < n \approx n_T, \quad (6.6)$$

а в пластичных породах — условию

$$n_0 < n < n_T, \quad (6.7)$$

где n_T — оптимальное число оборотов вала турбобура.

На малых глубинах допустимо $n \approx n_{vM}$, а на больших — $n \approx n_H$.

Для объемного разрушения породы минимальную требуемую нагрузку на долото определяют по формуле

$$P_{д.мин} = pF_t, \quad (6.8)$$

где p — твердость горной породы¹, кГ/см²; F_t — площадь контакта зубцов шарошек, см².

При этом

$$F_t = \frac{\eta_z D}{2} b_t,$$

где D — диаметр долота, см; b_t — тупизна зубцов шарошки, см; η_z — коэффициент перекрытия.

$P_{д.мин}$ находят из условия $F_t = F_k$, где F_k — площадь контакта зубцов шарошек долота с породой к моменту его износа (табл.6.2).

Таблица 6.2

**Площадь контакта зубцов шарошек долот
в начальный момент F_H и к моменту его износа F_k**

№ долота	F_H , см ²	F_k , см ²
14	1,5–2,0	8–12
12	1,3–1,7	6–10
11	1,2–1,6	6–9
10	1,0–1,5	5–8

В формуле (6.8) p характеризует статическую твердость горной породы, определяемую при длительном контакте наконечника и породы. В реальных условиях зубцы шарошки воздействуют на поро-

¹ При наличии данных о критическом напряжении σ породы лучше ориентироваться на нагрузку $P_d > F_\sigma$.

ду динамически и их контакт с породой очень непродолжительный (мгновенный). Следовательно, зубцы шарошек преодолевают значительно большее сопротивление со стороны породы, чем наконечник при определении твердости той же породы на лабораторном стенде.

Кроме того, на забое скважины почти всегда имеется шлам, который также оказывает сопротивление воздействию зубцов шарошек на породу. Гидравлическое давление столба жидкости, находящейся в скважине, тоже увеличивает сопротивляемость породы разрушению. Однако на забое есть условия, снижающие сопротивляемость породы разрушению, — это неровности, углубления, трещины предразрушения и другие дефекты, а также наличие активной среды.

Пока еще не получено соотношение между значением действительной твердости породы и значением твердости, определяемой в лаборатории. Поэтому нужно ориентироваться на бурение при $P_d > F_{kp}$.

Существует критическое значение $P_{d.vp}$, превышение которого нецелесообразно. Следовательно, нагрузка на долото может изменяться в следующих пределах:

$$F_{kp} < P_d \leq P_{d.vp}, \quad (6.9)$$

где $P_{d.vp}$ — осевая нагрузка на долото, обеспечивающая наибольшую рейсовую скорость бурения.

В турбинном бурении P_d не может быть выше $P_{d.торм}$ (нагрузка на долото при тормозном режиме), поэтому должно выполняться еще одно условие:

$$F_{kp} < P_d < P_{d.торм}. \quad (6.10)$$

Левая часть неравенства (6.10) обусловлена закономерностями разрушения, а правая — техническими возможностями турбобура.

На практике, если

$$P_{d.vp} < P_{d.торм},$$

то нужно пользоваться условием (6.9), а если

$$P_{d.vp} > P_{d.торм},$$

то условием (6.10).

Бурить при $P_d < P_{d.торм}$ не рекомендуется, при $P_d > P_{d.vp}$ нецелесообразно, а при $P_d > P_{d.торм}$ невозможно.

Если предположить, что турбобур работает на оптимальном режиме, то получим соотношение

$$\frac{P_{д.мин}}{P_{д.в.р}} = \left(\frac{Q_{мин}}{Q_{в.р}} \right)^k, \quad (6.11)$$

где $Q_{мин}$ — минимальный требуемый расход рабочего потока, при котором можно вести бурение с нагрузкой на долото, равной $P_{д.мин}$; $Q_{в.р}$ — требуемый расход рабочего потока, при котором можно вести бурение с нагрузкой на долото, равной $P_{д.в.р}$.

Бурить при Q меньше наименьшего из $Q_{мин}$, Q_w , Q'_3 не рекомендуется, а при Q больше наибольшего из $Q_{в.р}$, Q_w и Q'_3 нецелесообразно.

Во многих случаях бурить с нагрузкой $P_d > P_{д.оп}$ (осевая нагрузка на долото, при которой турбобур работает на оптимальном режиме) целесообразно, только при одном обязательном условии: $P_d < P_{д.в.м}$. Если $P_d > P_{д.в.м}$, то обязательно снизятся все показатели бурения ($v_{м.ср}$, h , v_p). Поэтому нельзя допускать работу при $P_d > P_{д.в.м}$, особенно если $P_d > P_{д.оп}$.

На малых глубинах (500–700 м) можно бурить при $P_d \approx P_{д.в.м}$, а на больших — при $P_d \approx P_{д.н}$.

Анализ опыта работы буровых бригад показал, что многие бурильщики работают с низкими нагрузками на долото при n выше критических значений. Турбобуром почти всегда следует бурить с P_d близкими к тормозным, но все же несколько (на 10–15 %) меньшими. Большинство бурильщиков такую нагрузку создают только в последние минуты работы долота, т.е. перед его подъемом, а между тем с такой нагрузкой нужно бурить в течение всего времени работы долота на забое. Это относится к случаям, когда $P_{д.торм} < P_{д.в.р}$, что обычно и отмечается на практике.

При увеличении Q в m раз осевую нагрузку на долото следует увеличить примерно в такое же число раз. Только при этих условиях могут резко повыситься показатели бурения. На практике же почти все бурильщики при увеличении Q нецелесообразно, т.е. мало, повышают P_d , что значительно увеличивает n и сокращает износостойкость долота.

При таком «форсировании» режима бурения механическая скорость проходки несколько увеличивалась, но проходка на долота падала, а рейсовая скорость проходки возрастала незначительно либо даже уменьшалась.

Методика определения оптимальных

6.5. параметров режима бурения

6.5.1. При возможности выбора буровой установки

Предположим, что для успешного бурения свиты X требуется промывочная жидкость с параметрами B , θ , T и ρ .

Наилучшие результаты бурения в данной свите получаются при использовании долота типа T . Экспериментально установлены критические значения n_{v_p} и $P_{д.v_p}$, соответствующие работе долота-матричного типа.

При данных $P_{д.v_p}$ и n_{v_p} можно определить Q_{v_p} , исходя из условий обеспечения полной очистки забоя и выноса шлама на поверхность. Определив значения $P_{д.v_p}$, n_{v_p} и Q_{v_p} , выбирают соответствующий турбобур, ориентируясь при этом на оптимальный режим его работы.

Для этого определяют требуемую мощность W_T на валу турбобура:

$$W_T = E(AP_{д.v_p} + B)n_{v_p}, \quad (6.12)$$

где $E = \frac{1}{974}$; A , B — опытные коэффициенты.

Зная, что $W_T = W_d + W_{\Pi}$, $W_T = \frac{A_w Q^3}{\eta_T}$ и $W_{\Pi} = P_{п.п} - P_{д.v_p}$, можно записать

$$\frac{A_w Q^3}{\eta_T} = W_d + En_{v_p} + r_{ср} \mu_p |P_{п.п} - P_{д.v_p}|, \quad (6.13)$$

где A_w — величина, зависящая от конструктивных параметров турбобура и плотности промывочной жидкости (бурового раствора); W_d — момент силы, необходимый для преодоления сопротивления породы разрушению долотом; W_{Π} — момент силы трения в пяте турбобура; $r_{ср}$ — средний радиус трения в пяте турбобура; μ_p — коэффициент трения в пяте турбобура; $|P_{п.п} - P_{д.v_p}|$ — абсолютная величина разности нагрузки на подпятник, обусловливаемой перепадом нагрузки на турбобуре, и осевой нагрузки на долото; η_T — к.п.д. турбобура.

По такому методу определяют параметры режима бурения и выбирают турбобуры для всех свит, слагающих данное месторождение.

Размер бурильных труб, замков, тип обвязки буровых насосов выбирают с учетом минимальных потерь в циркуляционной системе. Затем подсчитывают гидравлические потери и общее давление P_n на выкиде насосов.

По данным Q_{v_p} и P_n выбирают насосы и определяют мощность привода к ним.

Изложенная методика позволяет определить параметры режима бурения, обеспечивающие получение максимальной рейсовой скорости проходки при современном уровне технологии и техники бурения.

Так как конструкции долот постоянно совершенствуются, то изменяются n_{v_p} и $P_{d.v_p}$ даже для одних и тех же условий бурения.

6.5.2. Применительно к имеющейся буровой установке

При выборе оптимальных параметров режима бурения с учетом имеющейся буровой установки и бурильной колонны соотношение между параметрами режима бурения должно быть таким, чтобы потенциальные возможности буровой установки полностью использовались.

Вначале выбирают промысловую жидкость необходимого качества и тип долота с учетом имеющихся на буровой насосной установке, трубопроводов, вертлюга, ротора и бурильных труб.

Затем выбирают турбобур с конкретной характеристикой. При этом учитывают, что критические значения n_{v_p} и $P_{d.v_p}$ для пород разных свит, приемистость турбобура при Q_x и значение нагрузки на долото $P_{d.оп_x}$ при Q_x известны из имеющегося уже опыта бурения.

Пусть

$$W_o = \frac{1}{\eta_n} (W_T + \Sigma W_i), \quad (6.14)$$

где W_T — гидравлическая мощность потока, подводимого к турбобуру:

$$W_T = \frac{A_w Q^3}{\eta_T}, \quad (6.15)$$

A_w — величина, зависящая от конструктивных параметров турбобура и плотности промывочной жидкости; ΣW_i — мощность, требуемая для преодоления потерь в циркуляционной системе:

$$\Sigma W_i = C_o(a_o L + b_o) Q^3, \quad (6.16)$$

где $C_o = \frac{1}{10,2}$; a_o, b_o — коэффициенты, зависящие от параметров циркуляционной системы и учитываемые при гидравлическом расчете.

С учетом выражений (6.15) и (6.16) формула (6.14) примет следующий вид:

$$W_o = \frac{1}{\eta_n} \left[\frac{A_w Q^3}{\eta_T} C_o(a_o L + b_o) Q^3 \right], \quad (6.17)$$

где η_n — к.п.д. насосной установки.

Из равенства (6.17) определяют максимальный расход рабочего потока для данной установки:

$$Q_{\max} = \sqrt{\frac{W_o \eta_n \eta_T}{A_w + C_o \eta_T (a_o L + b_o)}}. \quad (6.18)$$

Далее воспользуемся выражением (6.13) и зависимостями Кулиева:

$$\begin{aligned} P_{\text{д.оп}} &= A_{\text{рд}} Q^K, \\ P_{\text{д.торм}} &= C_{\text{рд}} Q^K, \end{aligned}$$

где $P_{\text{д.оп}}$ — осевая нагрузка на долото, соответствующая работе турбобура на оптимальном режиме; $A_{\text{рд}}$ — опытный коэффициент, равный 0,06–0,07; $P_{\text{д.торм}}$ — нагрузка на долото при тормозном режиме работы турбобура; $C_{\text{рд}}$ — коэффициент, зависящий от конструктивных параметров турбобура и равный 0,10–0,15; K — опытный коэффициент, зависящий от модели и состояния турбобура и долота, а также механических свойств пород; согласно данным А.Э. Кулиева $K = 1,3$ – $1,4$ при бурении в крепких породах и мало искривленных скважинах K приближается к 2.

Откуда найдем

$$P_{\text{д.оп. max}} = P_{\text{д.оп}} \left(\frac{Q_{\max}}{Q_x} \right)^h. \quad (6.19)$$

Получив значения $n_{т.маx}$ и $P_{д.оп.маx}$, необходимо проверить, удовлетворяют ли они следующим условиям: $n_{т.маx} \approx n_{vр}$ или во всяком случае не должно быть больше $n_{vм}$, $P_{д.оп.маx} \approx P_{д.вр}$.

Значение $Q_{маx}$ также должно удовлетворять условиям очистки забоя скважины и выноса шлама на поверхность. Если в результате проверки установили, что при $Q_{маx}n_{т.маx} > n_{vр}$ и $P_{д.оп.маx} > P_{д.вр}$, то расход рабочего потока необходимо уменьшить до такой величины, при которой n и $P_{д}$ не будут превосходить критических значений, но будет обеспечивать удовлетворительную очистку забоя. В этом случае Q определяют по выражениям $Q \leq \Sigma Q_i$, $P_{д.оп} = A_{рd} Q^K$ и $P_{д.торм} = C_{рd} Q^K$, в которых принимают $n_{т} = n_{vр}$ и $P_{д.оп} = P_{д.вр}$.

Если проверка покажет, что $n_{т.маx} > n_{vр}$, а $P_{д.оп.маx} < 0,85P_{д.торм}$ и $P_{д.оп.маx} < P_{д.вр}$, то $P_{д}$ нужно увеличить до $0,85P_{д.торм}$, чтобы турбобур работал на тормозном режиме, доведя при этом n до $n_{vр} \geq n_{min}$.

Может оказаться, что даже в результате увеличения $P_{д}$ до $0,85P_{д.торм}$ значение n не снизится до $n_{vр}$. В этом случае рекомендуется уменьшить Q , но не ниже количества, обеспечивающего удовлетворительную очистку забоя.

Если при расчете окажется, что $P_{д.оп.маx} > P_{пред}$ ($P_{пред}$ — предельно допустимая нагрузка на долото), то Q необходимо уменьшить, если даже $P_{д.оп.маx} < 0,85P_{д.торм}$, но с таким расчетом, чтобы $P_{д.оп}$ не превышало $P_{пред}$.

Иногда расход промывочной жидкости необоснованно велик. Это происходит, если не увеличивают осевой нагрузки на долото, вследствие чего бурение ведется при $n > n_{vр}$ и даже $n > n_{vм}$.

На практике во многих случаях бурение ведут с $Q \geq 55-60$ л/с при $P_{д} < P_{д.оп}$, $n > n_{т}$ ($n_{т} = n_{хх}/2$) и даже при $n > n_{vм}$.

Для разбуривания пород, слагающих месторождения, рекомендуются нагрузки на долота, приведенные в табл. 6.3. Первые числа каждой графы этой таблицы соответствуют нагрузке на долото, при которой следует начинать бурение и поддерживать ее в течение 3–10 мин. Это необходимо для приработки опор в шарошках. По истечении указанного времени нагрузку надо увеличить, доведя ее в течение 3–10 мин до величины, соответствующей второму или третьему числу.

Таблица 6.3

**Осевые нагрузки на долота разных размеров
в зависимости от твердости горных пород, т**

№ долота	Категория пород по твердости		
	I–IV	V–VII	VIII–X
14	6–15–20	5–15–30	4–20 до 35 и выше
12	5–13–18	4–12–25	3–16 до 35 и выше
10	4–9–12	3–8–15	2–12 до 25
8	3–7–10	2–6–10	2–8 до 15

6.5.3. На основе обобщения опыта работы буровых бригад

Для выяснения причин успешной работы передовых бригад необходимо проанализировать первичный материал: геологический разрез, режимные карты отработки долот, буровые рапорты, индикаторные диаграммы и диаграммы других самопишущих приборов, контролирующих параметры режима бурения.

Материал подбирают с учетом способа бурения, параметров скважины, применяемого оборудования и бурильной колонны.

Параметры режима бурения и количественные показатели бурения анализируют и отрабатывают по отдельным долотам внутри каждой свиты и горизонта.

Порядок обработки следующий:

- определяют средние величины;
- вычисляют квадратичные отклонения;
- определяют коэффициенты вариации;
- в случае необходимости строят кривые вероятностей и графики функций: $h_d = f(P_d, n, Q)$, $T = \varphi(P_d, n, Q)$, $v_m = (P_d, n, Q)$;
- находят корреляционные зависимости и т.д.

Закономерности всякого процесса лучше всего обнаруживаются при графическом изображении опытных данных. Поэтому опытные данные следует представлять в виде графиков и диаграмм. При их табличном оформлении труднее обнаружить критические точки. Положение критических точек можно установить только тогда, когда зависимости представлены плавными кривыми.

При анализе графиков необходимо установить:

□ с помощью каких долот достигается наивысшие показатели бурения;

□ оптимальное время эффективной работы долот на забое;

□ критические значения R_d , n и Q ;

□ оптимальные соотношения между параметрами режима бурения, при которых достигается наивысшая рейсовая скорость проходки долотами данного размера и модели.

Наряду с анализом количественных показателей необходим глубокий качественный анализ работы каждого бурильщика:

□ какую нагрузку на долото он поддерживает: постоянную в течение всего времени бурения данным долотом в однородной породе или с течением времени она изменяется (увеличивается или уменьшается);

□ как бурильщик поддерживает нагрузку на долото в зонах перехода из одной породы в другую (для этого используют индикаторные и каротажные диаграммы);

□ каким образом изменяется нагрузка на долото с изменением свойств пород и увеличением глубины скважины;

□ равномерно или неравномерно подает бурильщик бурильную колонну на забой и какова степень неравномерности;

□ как часто прорабатывают скважину;

□ в течение какого времени осевая нагрузка на долото доводится до нормальной величины после проработки;

□ как выбирается нагрузка в турбинном бурении (по максимальной механической скорости проходки или по тормозной нагрузке);

□ если одним и тем же долотом работали два бурильщика (один начинал, другой продолжал), следует сопоставить величины создававшихся нагрузок, рассматривая их во времени и увязывая со свойствами проходимых пород;

□ как изменяется количество промывочной жидкости, подаваемой на забой по мере углубления скважины;

□ насколько используются установочные мощности двигателей насосов;

□ как изменяется число оборотов долота с изменением модели долота, твердости пород, глубины скважины и насколько используется установочная мощность привода ротора;

- критерии, которыми руководствуется каждый бурильщик, решая вопрос о замене долота;
- промывается ли скважина при подъеме долота и какова продолжительность промывки;
- как долго прорабатывают (расширяют) и промывают скважину после спуска нового долота;
- какова продолжительность приработки опор долота.

Такой качественный анализ можно осуществить, используя диаграммы индикатора веса и других приборов, установленных в буровой.

Данные промысловой лаборатории позволяют получить полное представление о качестве промывочной жидкости при бурении в отдельных породах (свитах, горизонтах), на отдельных интервалах глубин.

Анализируя геологические материалы по данной буровой и записи в буровом журнале, выясняют, насколько правильно бурильщики выбирают долота для бурения в определенных породах; как бурильщики влияют на проходку вертикальных скважин и на темп искривления ствола наклонной скважины; насколько точно бурильщики выполняют проектные задания по азимутальному и зенитному направлениям ствола скважины, а также как они используют потенциальные возможности подъемной установки; от чего зависит рейсовая скорость проходки и т.д.

Особое внимание при проведении анализа следует обращать на использование механизации и автоматизации трудоемких процессов и работ.

Заслуживает внимания анализ отработки долот и турбобуров (электробуров) по графикам, построенным на кальке в определенном масштабе. При этом особый интерес представляет сопоставительный анализ материалов как по соседним скважинам, так и по нескольким скважинам, последовательно пробуренным данной буровой бригадой. Такой анализ позволяет выявить положительные тенденции в работе каждого бурильщика.

Обобщенный таким образом опыт работы передовых бурильщиков в области технологии бурения легко можно внедрить на других буровых, поэтому его надо изучать и распространять.

6.5.4. О параметрах режима бурения при борьбе с различными осложнениями процесса бурения скважин

В процессе бурения скважины иногда приходится бороться с обвалами и осыпями горных пород, поглощением промывочной жидкости, прихватами бурильных и обсадных колонн, пробкообразованиями и нефтегазоводопроявлениями.

Опыт показывает, что если расход и особенно качество бурового раствора соответствуют условиям бурения, то такие осложнения не возникают.

Промывка скважины должна быть такой, чтобы обеспечивалось движение восходящего потока бурового раствора в турбулентном режиме.

Для обеспечения такого движения Q должно удовлетворять условию

$$Q > 10^2(D + d_n) \left[6,95 \frac{\eta}{\rho} + \sqrt{48,1 \left(\frac{\eta}{\rho} \right)^2 + 1,82 \cdot 10^{-3} \frac{\tau_o}{\rho} (D - d_n)^2} \right], \quad (6.20)$$

где ρ — плотность бурового раствора; η — пластическая (структурная) вязкость бурового раствора; τ_o — динамическое сопротивление сдвигу бурового раствора; D — диаметр скважины; d_n — наружный диаметр бурильных труб.

Поскольку члены правой части неравенства (6.20), содержащие сомножитель η/ρ , во много раз меньше члена, содержащего сомножитель τ_o/ρ , то ими можно пренебречь (погрешность при этом будет не больше 4–8 %) и тогда неравенство (6.20) примет следующий вид:

$$Q > 0,427(D^2 - d_n^2) \sqrt{\frac{\tau_o}{\rho}}.$$

6.5.5. О параметрах режима бурения при отборе керна

При бурении колонковыми долотами основными задачами являются отбор и вынос керна на поверхность. Успех отбора керна зависит от конструктивных особенностей колонкового долота и параметров режима бурения.

Методика установления оптимальных параметров режима бурения для колонковых долот аналогична методике для обычных долот.

Роторное бурение колонковыми долотами, как правило, ведется при $Q = 10\text{--}20$ л/с, числе оборотов долота не больше 40–50 об./мин при осевой нагрузке от 3 до 20 т. В некоторых случаях рекомендуется бурить при $n = 150\text{--}200$ об./мин. По-видимому, для бурения в плотных породах эти рекомендации правильны, а в рыхлых породах все же следует отдавать предпочтение бурению при меньших n .

Колонковым долотом необходимо начинать работать, не доходя до забоя 10–15 м. Подавать бурильную колонну надо плавно, особенно к моменту посадки долота на забой. Следует соблюдать очень важное требование: *поднимать долото над забоем для повторной проработки ствола скважины не разрешается.*

6.6. Режимы бурения

6.6.1. При шнековом бурении

Минимальное значение частоты вращения шнека, обеспечивающее транспортирование породы на поверхность, можно рассчитать исходя из следующей зависимости:

$$n > \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{2g(f_{\text{ш}} - \text{tg}\alpha_{\text{ш}})}{D_{\text{ш}}f_c(1 - f_{\text{ш}}\text{tg}\alpha_{\text{ш}})}}, \quad (6.21)$$

где $f_{\text{ш}}$ — коэффициент трения породы о шнек, $f_{\text{ш}} = 0,30\text{--}0,65$; f_c — коэффициент трения породы о стенки скважины, $f_c = 0,8\text{--}1,0$; $\alpha_{\text{ш}}$ — угол подъема винтовой линии шнека (на периферии шнековой полосы), рад; $D_{\text{ш}}$ — диаметр шнека, м.

Формула для определения угла подъема винтовой линии шнека

$$\alpha_{\text{ш}} < \text{arctg}f_{\text{ш}}. \quad (6.22)$$

Рекомендуемые значения параметров режима бурения шурфов-скважин шнековыми бурами разных диаметров различными установками приведены в табл. 6.4–6.6.

Таблица 6.4

**Рекомендуемые значения параметров режима бурения
шурфоскважин шнековыми бурами диаметрами 500–1000 мм
при работе установки УШБМ-16**

Породы	Бур		Нагруз-ка, кН	Частота вращения, мин ⁻¹	Средняя длина рейса, м	Скорость бурения, м/ч	Произво-дитель-ность, м/смену
	Тип	Диа-метр, мм					
Песчано-глинистые	Шнеко-вый от-крытого типа	1100	7–9	30–60	0,30–0,32	5–6	12,6–18,5
Песчаные	То же	1100	7–10	30–42	0,36	18,5	20
Валунно-галечные	»	1100	7–9	30–60	0,30	5,4	15,7
Гравийно-галечные	Шнеко-вый за-крытого типа	700	11–12	78–96	0,35	4,5	18

Таблица 6.5

**Рекомендуемые значения параметров режима бурения
шурфоскважин шнековыми бурами диаметром 600 мм
при работе установки СО-2**

Параметры	Значения
Нагрузка на бур, кН	58
Частота вращения, мин ⁻¹	24
Средняя длина рейса, м	1,25
Механическая скорость, м/ч	45,4
Средняя производительность, м/смену	36

Таблица 6.6

**Рекомендуемые значения параметров режима бурения
установкой ЛБУ-50**

Породы	Частота вращения, мин ⁻¹	Нагрузка, кН
Пески, супеси	150–210	25–30
Влажные суглинки, глины	90–120	30–35
Сухие суглинки, глины	120–150	35–40

6.6.2. При ударно-канатном бурении

При ударно-канатном бурении вес ударной части бурового снаряда определяют по формуле

$$G = gl, \quad (6.23)$$

где g — рекомендуемый относительный вес ударной части бурового снаряда, приходящийся на 1 см длины лезвий долота (табл. 6.7); l — длина лезвий долота, см.

Таблица 6.7

Значения g для разных пород

Породы	Относительный вес
Весьма крепкие	0,7–0,8
Крепкие	0,5–0,7
Средней крепости	0,4–0,5
Мягкие	0,25–0,4

Длина собранного снаряда должна быть не более 9 м для станка УГБ-ЗУК УКС и не более 12 м для станка УГБ 4УК УКС, вес снаряда соответственно не более 15 и 25 кН.

Плоские ударные долота применяют в мягких породах, двутавровые — в вязких средней крепости, округляющие — в твердых породах, слаботрещиноватых породах и валунно-галечниковых отложениях, крестовые — в трещиноватых породах, пирамидальные — для разбуривания валунов и сдвигания их в сторону, эксцентричные и со скошенным лезвием — для расширения скважины.

При бурении скважины

$$G = G_k + G_{к.з} + 0,5G_{р.шт} + G_{у.шт} + G_d, \quad (6.24)$$

где G_k — вес каната, кН; $G_{к.з}$ — вес канатного замка, кН; $G_{р.шт}$ — вес раздвижной штанги, кН; $G_{у.шт}$ — вес ударной штанги, кН; G_d — вес ударного долота, кН.

На инструментальном барабане ударно-канатного станка желательно использовать канат левой свивки — он будет препятствовать отвинчиванию резьб бурового инструмента в случае их ослабления и позволит поворачивать ударное долото после каждого удара на некоторый угол.

Частота ударов технологического инструмента в процессе углубки

$$n \approx 19 \sqrt{\frac{a}{H}}, \quad (6.25)$$

где a — ускорение падения инструмента в скважине, м/с^2 (при бурении в шламовой среде в глинах $a = 4,5\text{--}5,0 \text{ м/с}^2$ и в крепких породах $a = 6,0\text{--}6,5 \text{ м/с}^2$, в чистой скважине $a = 8,7 \text{ м/с}^2$); H — высота сбрасывания снаряда (ход оттяжного ролика), $H = 0,35\text{--}1,00 \text{ м}$.

Под подвеской (навеской) бурового снаряда понимают расстояние между забоем скважины и лезвием долота, свободно подвешенного над забоем. Подвеска определяет плавность подъема и падения снаряда; ее величина обычно $0\text{--}7 \text{ см}$.

Плотность пульпы в скважине не должна превышать $1500\text{--}1700 \text{ кг/м}^3$, а высота ее столба — $3\text{--}4 \text{ м}$.

Углубка за рейс в крепких породах $0,3\text{--}0,5 \text{ м}$, в мягких — $0,9\text{--}1,0 \text{ м}$. Желонки с плоским одностворчатым клапаном применяют для углубки скважины в рыхлых и сыпучих породах, с плоским двухстворчатым — для очистки скважины и ее углубки в песках средней зернистости, с полусферическим клапаном — для углубки скважины в песках, пльвунах, супесях и гравийно-галечниковых отложениях, при откачке воды из скважины. Поршневые желонки используют для углубки скважины в водоносных песках и пльвунах, при бурении на россыпях.

6.6.3. При вращательном колонковом и бескерновом бурении

Бурение твердосплавными коронками. Частота вращения при бурении твердосплавными коронками

$$n = \frac{60W}{\pi D_{\text{кор}}}, \quad (6.26)$$

где W — рекомендуемая окружная скорость коронки, $W = 1,4\text{--}1,5 \text{ м/с}$; $D_{\text{кор}}$ — наружный диаметр коронки, м .

В конкретных условиях бурения частоту вращения коронки необходимо уточнять. Так, в трещиноватых породах частота должна быть уменьшена (на 30%) во избежание сколов и поломок твердосплавных резцов. Частоту вращения следует снижать на $40\text{--}50\%$ и

при бурении абразивных пород для предотвращения повышенного износа резцов. В мягких породах (I и IV категории по буримости) частота вращения может быть повышена за счет увеличения окружной скорости до $W = 1,5-2,0$ м/с.

Осевая нагрузка определяется по формуле

$$C_{oc} = C_{oc.p} m_p, \quad (6.27)$$

где $C_{oc.p}$ — рекомендуемая нагрузка на один основной резец (режущую вставку), кН (табл. 6.8); m_p — количество основных резцов (режущих вставок).

Таблица 6.8

**Рекомендуемые нагрузки на один основной резец
(режущую вставку) твердосплавной буровой коронки, кН**

Категории пород по буримости	Коронки	
	ребристые и резцовые (М, СМ, СТ)	самозатачивающиеся (СА)
I	0,4–0,5	–
II	0,4–0,5	–
III	0,5–0,6	–
IV	0,6–0,8	–
V	0,6–0,8	1,0–1,2
VI	0,8–1,0	1,2–1,4
VII	1,0–1,2	1,4–1,6
VII–IX	–	1,6–1,8

При бурении в трещиноватых и абразивных породах рекомендованные значения уменьшают до 30 %.

Расход промывочной жидкости

$$Q = K_k D_{кор}, \quad (6.28)$$

где K_k — расход жидкости, приходящейся на 1 см внешнего диаметра коронки, л/мин·см (табл. 6.9); $D_{кор}$ — наружный диаметр коронки, см.

Таблица 6.9

Рекомендуемые значения K_k для коронок различных типов, л/мин·см

Тип коронки	Категория пород по буримости				
	I–II	III–IV	V	VI	VII–VIII
М	8–14	12–16	–	–	–
СМ, СТ	–	12–16	10–14	8–12	6–8
СА	–	–	–	8–12	6–8

Следует иметь в виду, что формула (6.28) не учитывает условие выноса шлама на поверхность.

Бурение коронками, оснащенными алмазами. Частоту вращения коронок рассчитывают по формуле (6.26). При этом значения окружных скоростей для импрегнированных коронок составляют 2–4 м/с, для однослойных — 1–3 м/с. При увеличении трещиноватости горных пород частота вращения должна быть снижена на 20–50 % по сравнению с монолитными породами.

Осевую нагрузку определяют, исходя из удельной нагрузки на 1 см² площади торца коронки:

$$C_{ос} = C_{осо} f_{кор}, \quad (6.29)$$

где $C_{осо}$ — удельная нагрузка на 1 см² площади торца коронки, кН/см² (табл. 6.10); $f_{кор}$ — площадь торца коронки, см² (табл. 6.11).

Таблица 6.10

**Рекомендуемые значения
для алмазной буровой коронки**

$C_{осо}$, кН/см ²	Категория пород по буримости
600–750	VI–IX
700–900	IX–X
900–1200	X–XI
1200–1500	XI–XII

Таблица 6.11

Основные характеристики алмазных буровых коронок разных типов

Тип	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь торца коронки, см ²
01А, 04А, 07А, 02И, 03И, А4ОП, И4ДП, БС	36	22	3
	46	31	7,5
	59	42	11,5
	76	59	15
	93	73	21
ОЭИ	59	39	13
	76	56	17,7
ДЭА, ДЭИ	76	47	23,6
	93	59	35,5
10АЗ, 11ИЗ	76	53	19,6
	59	39	10,6

Окончание табл. 6.11

Тип	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь торца коронки, см ²
КДТО	93	59	35,5
	76	46	23,3
	59	34	13,85
К-01, К-02, К-08 КАСК 17А3, К-16	59	35,4	14,6
	76	46	23,3
	76	40	26,3

При бурении трещиноватых пород осевую нагрузку понижают на 30–50 % по сравнению с нагрузкой для монолитных пород.

Расход промывочной жидкости

$$Q = K_0 f_3, \quad (6.30)$$

где K_0 — коэффициент очистки забоя (охлаждения коронки), характеризующий расход жидкости на площадь 1 см² за 1 мин, л/мин·см²; f_3 — площадь забоя скважины (см²),

$$f_3 = \frac{\pi}{4} (D_{\text{кор}}^2 - d_{\text{кор}}^2), \quad (6.31)$$

где $d_{\text{кор}}$ — внутренний диаметр коронки, см.

Для геологоразведочного бурения рекомендуется принимать $K_0 = 1,2-2,4$ л/мин·см².

Следует иметь в виду, что величина расхода промывочной жидкости, определенная по формуле (6.30), не учитывает возможность выноса шлама на поверхность.

Бурение геологоразведочными колонковыми долотами. Рекомендуемые значения параметров режима бурения приведены в табл. 6.12.

Таблица 6.12

**Рекомендуемые значения параметров режима бурения
геологоразведочными колонковыми долотами**

Параметры	Значения				
	151	132	112	93	76
Диаметр долота, мм	151	132	112	93	76
Осевая нагрузка, кН	30–60	30–50	30–50	25–30	15–20
Частота вращения, мин ⁻¹	50–200	50–200	50–300	50–300	50–350
Количество промывочной жидкости, л/мин	100–300	100–300	100–300	60–200	60–200

Бурение бурильными головками. Рекомендуемые осевые нагрузки на бурильные головки даны в табл. 6.13.

Таблица 6.13

**Рекомендуемые значения осевых нагрузок
на бурильные головки при бурении разных пород, кН**

Бурильная головка		Породы			
Диаметр, мм	Вооружение	очень твердые	твердые мало-абразивные	плотные абразивные	трещиноватые
95,5	Шарошечное	40–45	35–40	30–35	25–30
	Твердосплавное	–	25–30	15–27	18–20
	Алмазное	20–30	18–20	15–18	11–12
116,5	Шарошечное	55–60	45–50	45–50	40–45
	Твердосплавное	–	35–40	30–40	25–30
	Алмазное	45–55	30–35	25–35	18–24
138, 142,5	Шарошечное	75–80	65–70	60–65	50–60
	Твердосплавное	–	50–60	45–55	35–40
	Алмазное	60–65	45–55	40–50	27–35
148, 158	Шарошечное	95–100	85–95	75–85	65–75
	Твердосплавное	–	60–70	55–65	40–45
	Алмазное	75–85	55–60	44–52	35–40
186	Шарошечное	130–140	110–120	95–110	80–95
	Твердосплавное	–	80–100	80–95	60–65
	Алмазное	100–120	80–90	80–85	55–60
203	Шарошечное	150–160	140–150	130–140	100–120
	Твердосплавное	–	120–140	110–120	70–80
	Алмазное	120–140	100–120	90–105	60–70

Бескерновое бурение лопастными и шарошечными долотами. Частота вращения долота рассчитывается по формуле (6.26), в которую вместо $D_{кор}$ подставляют диаметр долота D_d . Рекомендуемые значения окружных скоростей приведены в табл. 6.14.

Таблица 6.14

**Рекомендуемые значения окружных скоростей вращения
буровых долот, м/с**

Тип долота	Категория по буримости					
	I–II	III	IV–V	VI–VII	VIII–IX	X–XI
Двухлопастные	0,8–1,2	1,0–2,0	–	–	–	–
Трехлопастные	0,8–1,2	1,0–1,6	–	–	–	–
Шарошечные:						
М и МС	0,8–1,2	1,2–1,4	1,0–1,4	0,8–1,2	–	–
С и СТ	–	–	1,0–1,4	0,8–1,2	–	–
Т и ТК	–	–	–	–	0,6–1,0	–
К	–	–	–	–	1,0–0,8	0,6–0,8

При бурении сильнотрещиноватых пород рекомендуются минимальные частоты вращения.

Осевая нагрузка на долото определяется в зависимости от удельной нагрузки:

$$C_{oc} = C_{oco}D_d, \quad (6.32)$$

где C_{oco} — нагрузка на 1 см диаметра долота, кН/см; D_d — диаметр долота, см.

При бурении сильнотрещиноватых пород рекомендуется снижать осевую нагрузку на 30–40 % от рассчитанного значения.

Расход промывочной жидкости при бурении долотами, как правило, определяется условием выноса шлама по стволу скважины (при этом очистка забоя и охлаждение долота практически всегда обеспечиваются). Рекомендуемые в литературе величины скоростей восходящего потока (0,6–0,8 м/с) явно завышены и приводят к значительным перерасходам гидравлической энергии.

6.6.4. Режимы бурения, применяемые в США

В американской нефтяной промышленности нет единых твердо установленных параметров режима бурения, которые рекомендовались бы для разбуривания пород с различными механическими свойствами. В каждом районе применяют режимы бурения, которые считают наилучшими.

Большинство фирм, тех, которые ведут бурение на промыслах, и тех, которые выпускают долота, рекомендуют бурить при высоких нагрузках из расчета 1–3 т на 1" диаметра долота; при количествах промывочной жидкости, обеспечивающих скорость восходящего потока в кольцевом пространстве 0,7–1,2 м/с; при относительно малых числах оборотов ротора (долота) — в пределах 150–200, но не выше 300 об./мин.

С увеличением размера долота осевую нагрузку увеличивают пропорционально диаметру долота. При бурении в крепких породах применяют более высокие нагрузки на долото, чем в мягких.

Во время бурения долотами малых размеров (менее 6") число оборотов ротора снижают до 90–50 об./мин.

Соотношение между P_d и n подбирают таким образом, что с увеличением P_d число оборотов n всегда снижают.

При бурении в очень крепких породах P_d увеличивают, а n уменьшают; при бурении в мягких породах P_d снижают, а n и Q увеличивают.

Нагрузку на долото создают УБТ, общий вес которых на 25–50 % выше осевой нагрузки на долото.

Существенные отличия параметров режима бурения, применяемых в США, от параметров режима бурения в СНГ обусловлены различием в способах бурения: в США применяют роторное бурение, а в странах СНГ в основном турбинное или комбинированное бурение.

6.7. Контроль за параметрами режима бурения

6.7.1. Индикатор массы (веса)

Текущий контроль параметров процесса бурения осуществляется в основном с помощью следующих приборов: индикаторы массы (веса), манометра, моментомера и тахометра, а также приборов для измерения механической скорости и скорости проходки.

Осевая нагрузка на долото в любой момент определяется с помощью индикатора массы (веса). Этот прибор позволяет также определить нагрузку на крюк талевой системы. Наиболее широко распространены *гидравлические индикаторы массы (веса)*.

Основная часть индикатора массы (веса) — трансформатор давления, или месдоза (рис. 6.3), который состоит из корпуса 5 и поршня 2 в виде тарелки. Талевый канат проходит через роликовые опоры 1, 6 корпуса и роликовую опору 4 поршня, изгибаясь под заданным углом. Трансформатор давления укрепляется на неподвижном конце каната. Благодаря изгибу оси каната возникают усилия, действующие на поршень (мембрану), опирающийся на заполненную жидкостью резиновую камеру 3. Воспринимаемое жидкостью усилие передается по системе трубок на указывающий и записывающий манометры.

Комплект индикатора массы (веса) состоит из трансформатора давления, одного указывающего манометра и одного самопишущего манометра с круглой диаграммой, вращаемой часовым механизмом со скоростью один оборот за сутки.

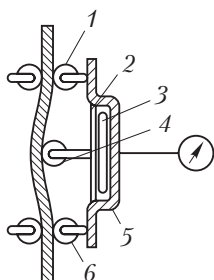


Рис. 6.3. Схема трансформатора давления избыточной массы

Указывающий манометр с условной шкалой, проградуированной на 100 делений, устанавливают на щите у поста бурильщика. Часто в комплект индикатора массы (веса) входит верньер, представляющий собой мощный наружный манометр со стрелкой, замкнутой шкалой, разделенной на 40 делений без числовых обозначений. Каждому делению верньера соответствует половина деления указывающего манометра, поэтому верньером удобно пользоваться для определения нагрузки на долото, так как отсчеты производятся с большой точностью. Верньер рассчитан на давление до 60 делений по манометру. Если масса бурильной колонны превышает 60 делений, верньер надо выключить.

Перед установкой индикатора массы (веса) необходимо убедиться в том, что неподвижный конец талевого каната на всем протяжении от ролика кронблока до места крепления проходит свободно, не задевая элементы фонаря вышки. Канат в месте крепления трансформатора не должен иметь разорванных проволок и следов видимого износа.

После того как индикатор массы (веса) смонтирован и проверена его герметичность, стрелку указывающего манометра устанавливают на деление 10 при свободном крюке. Это делается для того, чтобы можно было в любой момент заметить утечки жидкости из соединительных трубочек в местах их соединений.

Через 6 месяцев работы индикатор массы (веса) независимо от его состояния необходимо демонтировать для осмотра и текущего ремонта. Проводить на буровой ремонт индикатора массы (веса), связанный хотя бы с частичной разборкой трансформатора давления, указывающего и самопишущего манометров, запрещается. Не разрешена также замена отдельных приборов комплекта.

Вся гидравлическая система индикатора заполняется водой, а в зимнее время — смесью воды со спиртом или глицерином. Жидкость, заполняющая систему, должна быть нейтральной ($\text{pH} \approx 7$), обладать малым коэффициентом расширения, не растворять резину и не замерзать.

Наиболее удовлетворяют всем этим условиям 50%-ный раствор глицерина в воде. При отсутствии глицерина используют разбавленный технический спирт (40 % воды).

В условиях покоя сила натяжения F_0 концов каната

$$F_0 = \frac{G}{m},$$

где m — число рабочих роликов талевого блока; G — нагрузка на крюке.

Одно и то же показание индикатора массы может соответствовать в зависимости от оснастки талевой системы разным действительным массам бурильной колонны (табл. 6.15).

Таблица 6.15

**Соотношение между нагрузкой G на крюке и усилиями
в ведущем и неподвижном концах каната**

Состояние талевой системы	Обозначение	Оснастка системы			
		2×3	3×4	4×5	5×6
		Число рабочих концов каната			
		4	6	8	10
Подъем	F_1	0,262 G	0,1775 G	0,136 G	0,1116 G
	R_1	0,2438 G	0,1585 G	0,117 G	0,0923 G
Спуск	F_2	0,236 G	0,154 G	0,113 G	0,0911 G
	R_2	0,254 G	0,1723 G	0,132 G	0,1082 G
Покой	$F_0 = R_0$	0,250 G	0,167 G	0,125 G	0,1 G

Примечание. F_1, F_2, F_0 — усилия в ведущем конце талевого каната соответственно при подъеме, спуске и покое; R_1, R_2, R_0 — усилия в неподвижном конце талевого каната соответственно при подъеме, спуске и покое.

К каждому индикатору массы прилагается паспорт, в котором указана цена делений для различных показаний прибора: цена делений в начале шкалы манометра меньше цены делений в конце шкалы. Это объясняется изменением угла прогиба каната в сторону уменьшения по мере увеличения нагрузки на крюке.

На практике часто приходится определять цену деления индикатора, не пользуясь паспортом прибора. В тот момент, когда долото не касается забоя скважины, масса бурильной колонны G_6 соответствует некоторому показанию индикатора массы X . Зная, что условный нуль индикатора массы отнесен к 10-му делению, легко определить цену делений:

$$\Pi = \frac{G_6}{X - 10}.$$

Приближенное значение массы бурильной колонны обычно находят из следующего выражения:

$$G_6 = Lq + \frac{L}{l} q_3,$$

где L — длина колонны бурильных труб, равная глубине скважины в данный момент, м; q — масса погонного метра бурильных труб, кН; l — длина одной свечи, м; q_3 — масса замка, кН.

Чтобы определить осевую нагрузку (давление на забой) в момент бурения, необходимо знать показание индикатора массы. Если оно равно Y , то осевая нагрузка на долото

$$P_d = (X - Y)\Pi. \quad (6.33)$$

Отсчет производится в следующем порядке. Спускаемую в скважину бурильную колонну с навинченной ведущей трубой поднимают над забоем на 2–3 м, а затем с вращением и циркуляцией бурового раствора медленно опускают. В этот момент фиксируют показание X стрелки манометра.

После создания давления (осевой нагрузки) на забой частью массы бурильных труб на долото определяют величину Y . Разность между этими двумя показаниями, умноженная на цену деления индикатора, и будет соответствовать осевой нагрузке. Допустим, что $\Pi = 7,24$ кН, $X = 35$ дел., $Y = 31$ дел., тогда согласно формуле (6.33)

$$P_d = (35 - 31) \cdot 7,24 = 28,96 \text{ кН.}$$

Индикаторы массы (веса) применяют не только при бурении, но и при аварийных работах, спуске промежуточных и эксплуатационных колонн и т.д. Внимательное наблюдение за показаниями индикатора часто позволяет предотвратить аварии во время спуска бурильной колонны и при проведении других работ. По индикаторной диаграмме инженерно-технические работники изучают ход процесса бурения, разрабатывают режимы бурения и контролируют соблюдение заданных параметров режима.

Основным недостатком гидравлического индикатора массы (веса) является зависимость показаний от диаметра каната, температуры окружающей среды и утечек жидкости.

Кроме гидравлического используют электрический и механический индикаторы массы (веса).

Электрический индикатор массы (веса) так же, как и гидравлический, измеряет массу бурильного инструмента по усилию в неподвижном конце талевого каната. Он состоит из датчика с индукционным преобразователем, который воспринимает натяжение неподвижного конца талевого каната и отображает это натяжение пропорционально ЭДС, а также имеет измеритель записывающего и указывающего типа. К основным преимуществам электрического индикатора массы (веса) относятся независимость показаний от диаметра каната, возможность осуществления дистанционной передачи, легкость изменения чувствительности прибора, большая точность.

Чтение индикаторных диаграмм. Регистрирующая часть индикатора массы (веса) позволяет по диаграмме оценивать работу в скважине, следить за соблюдением буровой бригадой заданных параметров режима бурения. На диаграмме отмечаются все колебания массы инструмента на подъемном крюке в течение суток.

Диаграмма гидравлического индикатора массы (веса) представляет собой бумажный круг с расчерченными на нем концентрическими окружностями (рис. 6.4).

Жирные черные окружности соответствуют делениям манометра: 0, 10, 20, 30, ..., 100 единиц. Пространство между этими окружностями разделено на 10 частей, через которые проходят тонкие окружности. Таким образом, интервал между каждыми двумя соседними окружностями соответствует одному делению манометра. Отметки от 0 до 100 идут от центра к периферии. Наружная окружность разделена на 24 части, соответствующие часам суток, а каждая из них, в свою очередь, разделена на 4 части, соответствующие 15 мин. Через каждое из этих делений проведены радиальные кривые радиусом, равным длине пера от его центра вращения.

Когда линия на диаграмме проходит параллельно одной из окружностей, это означает, что в данный отрезок времени масса на крюке не изменилась. Такое возможно при остановке или же в процессе бурения при постоянной нагрузке.

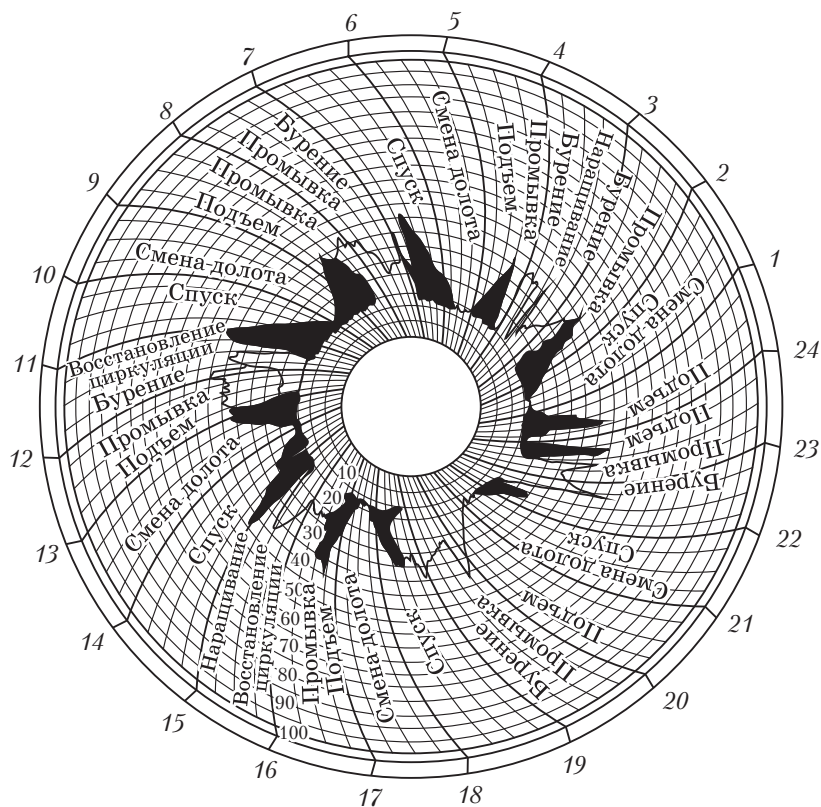


Рис. 6.4. Индикаторная диаграмма гидравлического индикатора массы

Линия, проходящая параллельно радиальной линии, указывает на то, что в данный момент времени произошло мгновенное изменение в массе бурильной колонны на подъемном крюке. Это происходит, например, во время подъема бурильной колонны с ротора или натяжки прихваченной в скважине бурильной колонны, когда крайняя точка этой кривой будет значительно превосходить наибольшую массу бурильной колонны в данный момент.

Если посадить бурильную колонну на элеватор, то этот момент будет зафиксирован такой же линией, но в данном случае она покажет уменьшение массы на подъемном крюке от какого-то максимума до условного нуля (10-е деление).

Процесс спуска начинается после смены долота, т.е. при минимальной массе на подъемном крюке, и характеризуется постепенным увеличением массы с каждой спущенной свечой.

На диаграмме процесс подъема бурильной колонны из скважины представляет собой картину, обратную спуску: с каждой свечой масса на крюке уменьшается. Но так как при подъеме от ротора до балкона верхового рабочего масса бурильной колонны остается постоянной, а подъем длится некоторое время, то на диаграмме этот период будет обозначаться небольшой площадкой, параллельной окружности и соответствующей массе бурильной колонны в данный момент. Поэтому на индикаторной диаграмме при подъеме каждой свечи будут зафиксированы две линии, соединенные на конце площадкой.

Рассмотрим, как будет фиксироваться на диаграмме процесс бурения. Если осевая нагрузка поддерживалась постоянной, то площадка параллельна окружности, характеризующей массу бурильной колонны. Если же в процессе бурения происходили колебания осевой нагрузки на забой, то на диаграмме это будет зафиксировано изменениями в виде рывков и волнообразных линий.

Осевая нагрузка на забой может быть определена как разность между массой бурильной колонны, приподнятой над забоем, и массой бурильной колонны, частично опирающейся на забой при бурении. На диаграмме осевая нагрузка определяется числом клеток между окружностями, соответствующими максимальному отклонению стрелки манометра при окончании спуска бурильной колонны и минимальному отклонению стрелки в процессе бурения. Показания манометра следует переводить в килоньютоны.

6.7.2. Контроль за другими параметрами режима бурения

Давление бурового раствора измеряется датчиком, который монтируется на трубопроводе между насосами и стояком или на стояке нагнетательной линии буровых насосов.

Частота вращения ротора измеряется тахометрами различных конструкций. Имеются приборы по измерению механической скорости проходки, а также приборы, показывающие и регистрирующие

щие забойные параметры процессов бурения (число оборотов вала турбобура, пространственное положение забоя скважины и др.).

Все рассмотренные выше приборы входят в комплект системы наземного контроля процессов бурения.

Номенклатура параметров, контролируемых пультом контроля бурения (ПКБ), определяется в зависимости от мощности буровой установки. Постоянно ведутся работы по совершенствованию системы контроля и управления бурением скважины.

Процесс строительства скважин характеризуется быстрым изменением ситуаций и действием многочисленных взаимосвязанных изменяющихся факторов. Несмотря на цикличность и повторяемость производственных процессов при бурении скважин, каждый цикл имеет свои особенности, обусловленные конкретными геолого-техническими и организационными факторами. Кроме того, в процессе бурения зачастую возникают различные непредвиденные ситуации, нарушающие запланированный ход производства и требующие принятия оперативных решений и действий. Такие ситуации связаны, как правило, с авариями, геологическими осложнениями при бурении (уходами циркуляции, обвалами и др.), неожиданным выходом из строя бурового оборудования и породоразрушающего инструмента и т.п.

По функциональному назначению устройства, предназначенные для контроля и управления процессом бурения скважин, можно подразделить:

- на средства наземного контроля параметров режима углубления скважин;
- средства автоматического регулирования подачи долота;
- средства оперативной оптимизации процессов углубления скважин;
- системы диспетчерского телеконтроля и управления буровыми процессами;
- средства сбора и передачи технологической информации для последующей обработки и использования.

Разработаны и применяются ряд устройств на основе использования средств автоматики, телемеханики и ЭВМ, позволяющих оптимизировать отдельные параметры режима бурения, а также комплексные системы управления процессом бурения (углубления) скважин.

В настоящее время достаточно широко используют передачу параметров режима бурения на расстояние с помощью проводочной и беспроводной связи. Это позволяет оборудовать на диспетчерских пунктах (участках) специальные пульта, на которых монтируют приборы, показывающие и регистрирующие параметры режима бурения каждой буровой установки. Диспетчер (инженер участка) получает возможность круглосуточно следить за работой буровых установок и при необходимости незамедлительно вносить нужные коррективы в процесс проводки скважин.

Телеметрия забойных параметров при бурении скважин является решающим фактором в создании автоматической системы управления процессом бурения.

В настоящее время создано большое число приборов для контроля забойных параметров (под забойными параметрами понимается напряженное состояние бурильной колонны, скорость вращения долота, температура и давление на забое скважины, местоположение ствола скважины в пространстве и др.). Для сообщения с поверхностью используются следующие виды связи:

- электропроводный — с помощью встроенной в колонну труб линии связи;
- беспроводный — с передачей электрического сигнала по бурильной колонне и горным породам, с передачей гидравлических импульсов по промывочной жидкости, заключенной в бурильной колонне;
- механический — по телу бурильной трубы.

Существует два принципиальных метода передачи сигнала с забоя по каналам связи: непрерывный и дискретный, который является более удобным и надежным в практических целях.

В настоящее время находит все большее признание идея создания автономного забойного двигателя с одновременной регистрацией забойных параметров.

Современные системы контроля параметров бурения (российские и дальнего зарубежья) позволяют оперативно управлять процессом бурения. Например, в РУП «ПО "Белоруснефть"» на каждой буровой установке (при бурении новой скважины и бокового ствола) смонтирована станция контроля параметров бурения АМТ (разработка ЗАО АМТ г. Санкт-Петербург). Информация с каждой буровой поступает в соответствующие отделы и в режиме реально-

го времени на буровые предприятия, центральный аппарат управления и БелНИПИнефть. Системы контроля других российских (например, система СГТ-Микро) или зарубежных компаний (например, Peloton-Well View) также позволяют решать многие технологические задачи, обеспечивать сбор промыслового материала, отчетность и руководить работами при осложнениях и авариях.

Как показала практика, в силу разнообразия условий проводки скважин и множества переменных, от которых зависят показатели бурения, не представляется возможным, даже с помощью ЭВМ, заранее абсолютно точно рассчитать и установить величины параметров, отвечающих оптимальному режиму. В любом случае в процессе бурения приходится корректировать расчетные параметры режима бурения применительно к конкретным условиям.

Однако корректировка зависит от квалификации и опытности бурильщика и поэтому в ряде случаев связана с дополнительными затратами времени. Для того чтобы максимально исключить влияние человеческого фактора и вместе с тем помочь бурильщику принять правильные решения, разработаны и используются **устройства для управления буровыми операциями** с помощью ЭВМ, главным образом, персональных.

Аппаратура и датчики, размещенные в разных пунктах буровой установки, обеспечивают ЭВМ необходимыми исходными данными, обработав которые, она выдает прогноз проходки на долото до его износа, прогноз времени работы долота до его износа, оптимальную величину нагрузки на долото и оптимальную частоту вращения долота, а также другие рекомендации по проводке скважины.

6.8. Подача инструмента

6.8.1. Механическая подача долота

Под **подачей инструмента** понимают его вертикальное перемещение на поверхности, осуществляемое опусканием ведущей трубы в ротор на некоторую величину в результате ослабления (оттормаживания) тормоза лебедки.

Под **погружением долота** понимают глубину внедрения долота в породу в результате подачи инструмента.

Не следует смешивать величину подачи, производимой сверху бурильщиком или автоматом, с глубиной погружения долота в породу, так как колонна бурильных труб не является абсолютно жесткой системой и испытывает в зависимости от возникающих в ней усилий упругие деформации, компенсирующие разницу между подачей и глубиной погружения долота.

Таким образом, погружение долота всегда меньше подачи инструмента, но в то же время любое погружение долота происходит только в результате подачи инструмента. В этом заключается взаимосвязь и принципиальное различие этих двух понятий.

Подача инструмента, производимая бурильщиком, должна быть плавной, непрерывной и обеспечивающей такое удельное давление долота на забой, которое превышало бы сопротивляемость горных пород разрушению и приводило к наиболее эффективному их разбуриванию.

Подача инструмента осуществляется с помощью подъемного механизма — буровой лебедки, оборудованной мощным тормозным устройством и талевой системой.

Автоматизация и механизация буровых работ приобретают особое значение в связи с увеличением глубин, мощностей буровых двигателей и внедрением форсированных режимов бурения.

Обычно передача массы инструмента на забой скважины производится вручную бурильщиком, который должен хорошо знать условия бурения в данном районе и в соответствии с этим регулировать подачу инструмента. Выдержать равномерность подачи с помощью тормоза лебедки чрезвычайно трудно. Ручная подача очень трудоемкая операция, так как бурильщику приходится внимательно следить за измерительными приборами и одновременно с помощью ручки и тормоза осуществлять подачу инструмента. Секреты мастерства бурильщика постигаются годами и требует особых физических и психических данных.

Равномерная подача в пределах заданного давления на забой достигается механизированной подачей. При этом должны выполняться следующие основные требования:

□ скорость подачи инструмента должна устанавливаться автоматически в соответствии с крепостью проходимых пород и степенью износа долота;

□ скорость подачи должна плавно регулироваться в широких пределах — от нескольких десятком метров в час (при бурении мягких пород) до нескольких сантиметров (в крепких породах);

□ при остановке гидравлического забойного двигателя, а также при значительных перегрузках бурового двигателя должен быть предусмотрен реверс системы, т.е. подъем долота с забоя;

□ автомат должен быть прост и надежен в эксплуатации.

Все известные системы устройств подачи долота (УПД) можно подразделить на следующие основные группы:

□ автоматы подачи, работающие в зависимости от величины выделяемой на бурение мощности;

□ автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото);

□ регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс бурильной колонны);

□ стабилизаторы массы (веса), осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной величины осевой нагрузки на долото.

Известен целый ряд конструкций УПД. В качестве примера рассмотрим автоматический электрический регулятор подачи типа РПДЭ-3 (рис. 6.5). Он предназначен для поддержания режимов бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими двигателями и ротором (при бурении электробуром широко используется автоматический регулятор типа БАР).

РПДЭ-3 обеспечивает поддержание:

□ заданной осевой нагрузки на долото (нагрузку задает бурильщик с пульта управления);

□ постоянной скорости подъема или подачи бурильной колонны (скорость задает бурильщик с пульта управления).

Осевая нагрузка на долото измеряется электрическим датчиком 6 и передается на пульт управления 5, где сравнивается с величиной F_0 , задаваемой бурильщиком. Разность сигналов ΔF поступает на усилители, установленные на станции управления 1. Усилители воздействуют на обмотку возбуждения мотора-генератора 2, вращаемого асинхронным электродвигателем, питающимся от системы электроснабжения буровой. Мотор-генератор 2 питает двигатель постоянного тока 3, установленный на приводе редуктора 4 и соединенный через цепную передачу и муфты с подъемным валом лебедки.

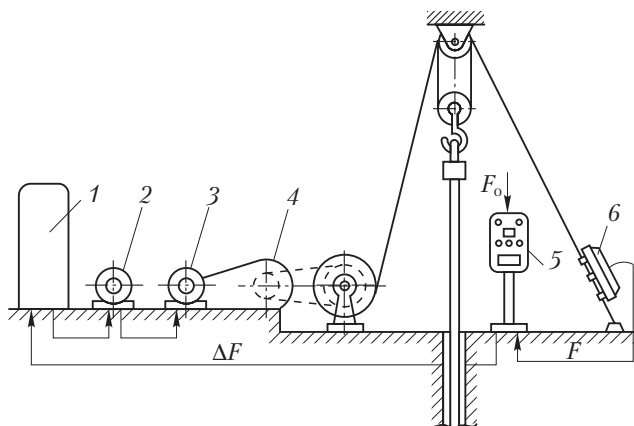


Рис. 6.5. Схема электрического регулятора подачи типа РПДЭ-3

Режим поддержания заданного значения скорости подачи (или подъема) буровой колонны может применяться для проработки скважины, аварийного подъема бурового инструмента при отказе главного привода и т.п.

Автоматическое поддержание заданной осевой нагрузки на долото может осуществляться с помощью стабилизаторов массы. В качестве примера рассмотрим устройство стабилизатора массы типа СВМ, который можно устанавливать на буровых лебедках при наличии пневмосистемы с давлением воздуха 0,6–0,9 МПа (рис. 6.6). Стабилизатор состоит из исполнительного пневматического поршневого механизма 5, соединяемого с рукояткой ленточного тормоза буровой лебедки; пульта управления 4 с электроконтактным манометром и рукоятками для установки осевой нагрузки на долото и подачи инструмента за один импульс; механизма обратной связи 2, соединяемого с барабаном лебедки 1 с помощью фрикционного ролика; соединительного электрического кабеля.

Перед включением стабилизатора массы типа СВМ по шкале прибора на пульте управления задается величина осевой нагрузки на долото, которую необходимо поддерживать в процессе бурения. Стабилизатор осуществляет импульсную подачу буровой колонны, прерывая или возобновляя ее в процессе бурения, если фактическая нагрузка на долото, которую определяют по гидравлическому индикатору массы 3, отличается от заданной величины

более чем на ± 3 кН. При необходимости бурильщик может в любой момент затормозить лебедку, нажав на тормозную рукоятку, и тем самым вывести стабилизатор из действия.

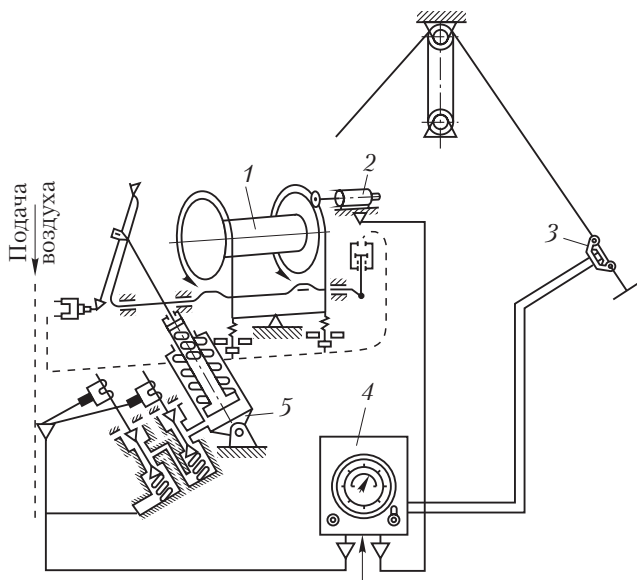


Рис. 6.6. Схема стабилизатора массы типа СВМ

Стабилизаторы массы не решают всех вопросов автоматизации, но позволяют значительно облегчить труд бурильщиков.

6.8.2. Забойные устройства для подачи долота

Проблема автоматизации глубокого бурения может быть решена путем переноса регулирующего и исполнительных механизмов на забой.

Забойные УПД должны обеспечить регулирование параметров режима бурения и сделать его мало зависящим от сил трения, что особенно важно при проходке глубоких и искривленных скважин. Простейшим регулятором такого типа является забойный механизм подачи (ЗМП), представляющий собой гидравлический поршневой механизм (рис. 6.7).

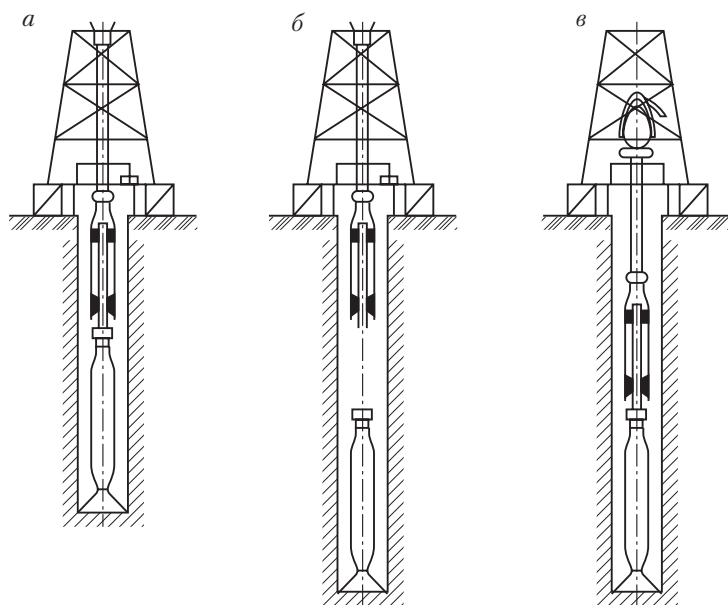


Рис. 6.7. Схема работы забойного механизма подачи:
а — в заряженном состоянии; б — с полностью вышедшим штоком; в — вновь заряженный

Во время рейса с ЗМП осевая нагрузка остается постоянной. Если нагрузку необходимо изменить, то нужно либо изменить длину УБТ, либо применить ЗМП с другим сечением поршня. Забойный механизм подачи можно использовать при бурении скважины, начиная с глубины 50 м, т.е. с момента, когда в скважину под ротор можно спустить турбобур с долотом и накрутым сверху ЗМП. Это особенно важно в тех случаях, когда бурят в крепких породах и с самого начала необходимо создавать большие осевые нагрузки.

7

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СТВОЛОВ

Особенности технологии и технические средства управления траекторией ствола геологоразведочных скважин

7.1.

Изменение траектории скважин бывает естественным (самопроизвольным) и искусственным (принудительным).

Идеально прямолинейных скважин не существует, так как множество причин вызывает их самопроизвольное искривление. К геологическим (природным) причинам искривления скважин относятся состояние и условия залегания горных пород — угол наклона пластов, перемежаемость по мощности, твердости, трещиноватости, устойчивости и т.п. Кроме этого, к самопроизвольному искривлению скважин могут приводить недостатки технологии и технических средств бурения (технико-технологические факторы).

Полностью предупредить самопроизвольное искривление скважин, происходящее под влиянием геологических причин, почти невозможно, поскольку они действуют постоянно и по всей глубине скважины. Однако можно существенно снизить их влияние, уменьшая тем самым искривления скважины.

Все причины технико-технологического характера, связанные с применением различного бурового инструмента и технологий, могут быть устранены при рациональном ведении буровых работ. Поэтому предупредительные меры борьбы с искривлением скважин должны быть направлены на устранение причин технико-технологического характера и на уменьшение степени проявления природных факторов искривления.

Уменьшение и стабилизация интенсивности естественного искривления скважины достигается за счет:

- заложения скважин с оптимальными значениями зенитных и азимутальных углов;

- применения жестких колонковых труб и центраторов;

- использования рациональных параметров режима бурения: если в толще пород встречаются твердые включения, следует бурить при пониженной в 2–3 раза осевой нагрузке и небольшой ($200\text{--}300\text{ мин}^{-1}$) частоте вращения. Мягкие нецементированные или сильно разрушенные породы следует бурить с применением высококачественного глинистого раствора при высокой механической скорости. Если породы склонны к размыву, то рассчитанное значение подачи промывочной жидкости по возможности снижают (на 10–30 %). При пересечении раздробленных и сильно трещиноватых пород следует использовать длинные колонковые снаряды и бурить при пониженных (на 30–40 %) параметрах режима бурения с промывкой высококачественным глинистым раствором, при пересечении трещин и каверн — колонковые снаряды, длина которых больше размеров каверны в направлении пересечения ее скважиной, а параметры бурения в этом случае должны быть минимальными;

- применения породоразрушающего инструмента с плоской формой торца или специальных коронок с небольшим выходом резцов за периметр инструмента и со слабой фрезерующей способностью;

- применения УБТ (при бурении вертикальных скважин);

- использования специальных снарядов для бурения прямолинейных скважин;

- применения комбинированных или специальных способов бурения и забойных двигателей.

В настоящее время накоплен значительный опыт искусственного искривления скважин. Бурение в заданном направлении разделяют на наклонно и горизонтально направленное. При наклонно направленном бурении увеличение интенсивности искусственного искривления траектории (профиля) скважин достигается:

- применением укороченных, нежестких снарядов уменьшенного диаметра;

- использованием породоразрушающего инструмента с овальной формой торца, большим выходом резцов за периметр коронки и хорошей фрезерующей способностью;

- при бурении с повышенной осевой нагрузкой и пониженной частотой вращения снаряда;
- применением шарнирных снарядов и отклонителей.

При горизонтально направленном бурении траектория, глубина и другие параметры непрерывно отслеживаются приемником, воспринимающим сигналы, излучаемые забойным передатчиком.

Предупреждение искривлений глубоких скважин

7.2.

В процессе глубокого бурения возможны разные направления ствола скважины (рис. 7.1)

Скважину строго вертикального направления называют *прямой* или *вертикальной*, а остальные — *направленными*.

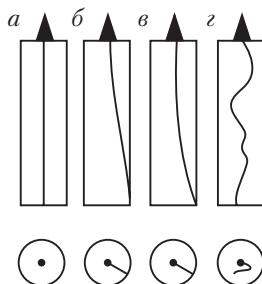


Рис. 7.1. Направления стволов скважин:

a — вертикальное; *б* — наклонное к вертикали; *в* — плавно искривленное в одной плоскости; *г* — пространственными изгибами

При бурении вертикальных скважин предпринимают меры для предупреждения искривлений ствола. Наклонные — скважины целенаправленно бурят с наклонным положением оси.

В процессе бурения ствол скважины по различным причинам самопроизвольно искривляется. Искривление глубокой скважины происходит из-за воздействия как природных, так и технико-технологических факторов.

К *природным факторам* относятся следующие: наклонное залегание горных пород, чередование пород различной твердости, их

слоистость, трещиноватость, наличие каверн и плоскостей сдвигов, а также анизотропность пород.

К *техничко-технологическим факторам* относятся потеря прямолинейности нижней части бурильной колонны при создании осевой нагрузки на долото и вращение долота, использование изогнутых труб и нерациональных компоновок низа бурильной колонны (КНБК).

Негоризонтальность стола ротора и нецентрированность вышки приводят к отклонению ствола скважины от вертикали в начальный период ее бурения.

Искривление ствола скважины в любой точке характеризуется двумя параметрами: углом искривления и азимутальным углом.

Угол искривления — это зенитный угол α , показывающий отклонение оси скважины от вертикали.

Азимутальный угол φ , или азимут скважины, — это угол между вертикальной плоскостью, в которой лежит ось искривленной скважины, и вертикальной плоскостью, проходящей через конец магнитной стрелки, указывающий на север.

При постоянном азимуте скважина искривляется в одной плоскости, при переменном — происходит пространственное искривление ствола скважины.

Кривизной скважины называется приращение угла искривления на определенном криволинейном участке.

Отсутствие контроля и профилактических мероприятий часто приводят к искривлению ствола скважины, значительному смещению забоя от устья. В искривленной скважине, особенно при резком изменении направления кривизны, затруднено выполнение буровых и ловильных работ, происходят поломки инструмента. Спустить обсадную колонну в такую скважину не всегда возможно из-за сильного трения труб о стенки, что приводит к образованию сальников на колонне и некачественному цементированию.

Кривизна скважин нарушает правильную эксплуатацию нефтегазовых месторождений в результате смещения забоев, затрудняет проведение геологических наблюдений, искажает представление о действительной мощности пластов, может быть причиной ошибки при назначении глубины установки башмака колонны и т.п.

Глубокая эксплуатационная или нефтеразведочная скважина считается вертикальной, если устье и центр круга допуска лежат

на вертикальной прямой, являющейся ее проектным профилем, а отклонение ствола скважины от вертикали не превышает радиус круга допуска при расстоянии между скважинами $U \geq 2000$ м.

Меры по предупреждению искривления скважины предпринимают уже на этапе подготовительных работ: проверяют горизонтальность установки ротора, центрирование вышки, тщательно выверяют центрирование и вертикальность направления, проверяют прямолинейность бурильных труб и ведущей бурильной трубы.

В начальный период бурения необходимо удерживать верхнюю часть ведущей бурильной трубы от наклонов и сильного раскачивания. При дальнейшем бурении основными профилактическими мерами против самопроизвольного искривления скважины являются соответствующая компоновка нижней части бурильной колонны и регулирование режима бурения с учетом характера пород и условий их залегания. К элементам компоновок нижней части бурильной колонны для предупреждения искривления скважин относятся калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители и короткие УБТ (маховики).

В практике буровых работ для предотвращения искривления скважин используют КНБК, основанные на следующих принципах: отвеса, центрирования нижней части колонны бурильных труб, гироскопического эффекта вращающейся массы.

Типичная КНБК с использованием принципа отвеса (рис. 7.2, а–б) основывается на создании наибольшей массы у долота. При этом осевая нагрузка на долото должна быть такой, чтобы нижняя часть компоновки не изгибалась. Однако такие нагрузки, как правило, не обеспечивают эффективного разрушения пород. Обычно применяют осевые нагрузки, под воздействием которых нижняя часть колонны бурильных труб принимает форму спирали. Осевая нагрузка, при которой прямолинейная труба начнет изгибаться, называется *критической нагрузкой первого порядка*.

Возможны нагрузки второго и более высокого порядков. В этом случае следует применять КНБК, основанные на центрировании нижней части колонны бурильных труб. Существуют два типа таких компоновок: маятниковые и жесткие.

В маятниковых компоновках (рис. 7.2, в–д) эффект достигается установкой центраторов на некотором расстоянии от долота. Различный эффект действия компоновки обусловлен установкой центратора на разных расстояниях от долота.

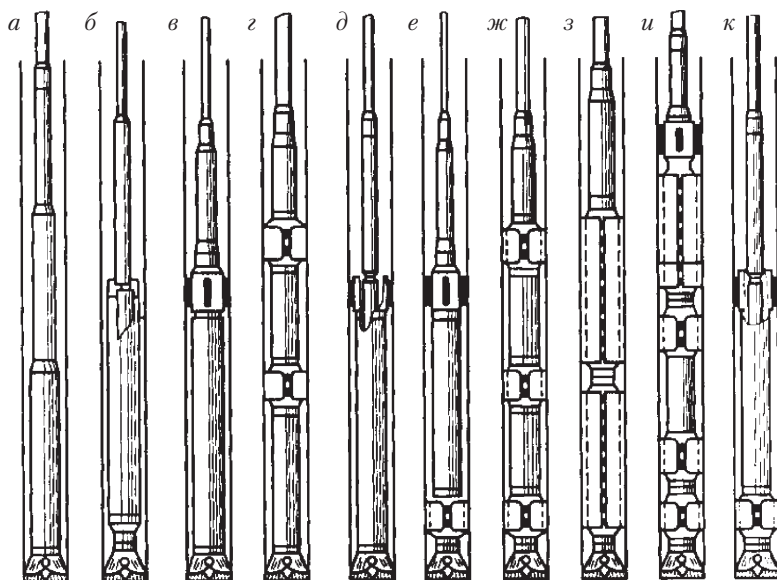


Рис. 7.2. Компоновка низа бурильной колонны для предотвращения искривления скважин:

а, б — компоновки низа с использованием принципа отвеса; *в–д* — маятниковые компоновки; *е–к* — жесткие компоновки

Жесткие компоновки (рис. 7.2, *е–к*) используют при бурении скважин с большими осевыми нагрузками. Предупреждение изгиба труб достигают установкой центраторов, стабилизаторов и наддолотного стабилизирующего устройства. Жесткие компоновки применяют в основном при бурении скважин роторным способом, а также при бурении забойными двигателями, устанавливая центраторы над долотом и двигателем.

КНБК с использованием гироскопического эффекта применяют только при бурении с помощью турбобуров. В качестве гироскопа используют отрезок УБТ максимально возможного диаметра. Иногда между долотом и отрезком УБТ помещают калибратор-центратор. До начала бурения скважины буровая бригада должна быть ознакомлена с конструкцией КНБК, ее назначением и правилами эксплуатации. Выбранная компоновка нижней части бурильной колонны должна обеспечивать бурение на оптимальных режимах с минимальной интенсивностью искривления.

В ПО «Белоруснефть» применяются эффективные КНБК, предназначенные для стабилизации ствола скважины, в том числе вертикальных участков. Они включают гидравлический забойный двигатель с небольшим (от 0,5 до 1°) углом перекоса осей, при этом стабилизация направления ствола скважины обеспечивается за счет вращения инструмента ротором с частотой от 0,4 до 1,0 об./мин, зависящей от диаметра долота.

Выбор технических средств, предупреждающих искривление скважин, нужно производить для конкретных геологических условий по интервалам бурения скважины. При этом необходимо учитывать следующее:

□ агрегаты реактивно-турбинного бурения диаметром 920 мм и более и роторно-турбинные буры диаметром 760, 640, 590, 490 и 445 мм, сочетающие в себе сниженный центр тяжести, реактивное движение или роторное вращение системы, наиболее эффективны для вертикальной проводки верхних интервалов глубоких и сверхглубоких скважин больших диаметров (445 мм и более) в сложных геологических условиях, способствующих естественному искривлению скважин;

□ компоновку ступенчатого бурения, позволяющую одновременно проводить пилот-скважину долотами диаметром 295 мм и расширителями до диаметра 394 мм, необходимо применять для вертикальной проводки верхних интервалов глубоких скважин диаметром 394 мм в геологических разрезах, сложенных устойчивыми крутопадающими перемежающимися породами, способствующими естественному искривлению скважин;

□ бурение пилот-скважин и последующее расширение до номинального диаметра целесообразно в породах, не способствующих естественному искривлению скважин;

□ компоновки роторного бурения с повышенной жесткостью и сниженным к долоту центром тяжести за счет использования УБТ максимально возможного диаметра с центрирующими элементами или без них необходимо применять в мягких породах с пропластками твердых слоев, где отсутствует контакт калибрующих и центрирующих элементов со стенками скважины;

□ жесткие компоновки нижней части бурильной колонны с калибраторами, центраторами и стабилизаторами при различных способах бурения эффективны в устойчивых породах, в которых

обеспечивается контакт опорных элементов компоновки со стенками скважины;

□ на устойчивость компоновки нижней части бурильной колонны большее влияние оказывает частота вращения, чем осевая нагрузка;

□ в порядке уменьшения интенсивности искривления скважин существующие долота распределяются следующим образом: лопастные одношарошечные, алмазные, трех- и многошарошечные.

В геолого-техническом наряде (ГТН) на проводку скважины приводятся типы применяемых КНБК с указанием их элементов и размеров по интервалам бурения, а также режимы бурения в этих интервалах.

Компоновку нижней части бурильной колонны применяют непосредственно из-под кондуктора, башмака промежуточной колонны или с начала бурения долотами, диаметр которых соответствует диаметру компоновки. Необходимо иметь в виду, что при спуске компоновки в участок ствола скважины, пробуренной без ее применения, этот участок должен быть тщательно проработан. Спуск компоновки без проработки категорически запрещается во избежание ее заклинивания.

При каждом подъеме бурильного инструмента бурильщик должен осмотреть и замерить калибрующие и опорные элементы, результаты размеров записываются в буровой журнал. Допустимый износ калибраторов и центраторов не более 2–3 мм по диаметру, квадратных УБТ — 1,5–2,0 мм.

Компоновки с замененными элементами в необсаженной части ствола нужно спускать осторожно, не допуская посадок инструмента. При возникновении даже небольших посадок инструмент следует приподнять и зауженный интервал ствола проработать с жесткой компоновкой.

В процессе бурения необходимо измерять направление ствола скважины через определенные интервалы глубины. Интервалы глубин, через которые производятся инклинометрические измерения, определяются исходя из конкретных геологических условий, требований по кругу допуска (соответственно — коридора плановой траектории) и состояния фактической траектории. Поэтому, например, для условий месторождений Беларуси величина интервала, через который производят замеры, варьирует от 50 до 300 м.

Инклинометры — это приборы для измерения искривления скважины. После окончания бурения скважины или через определенные интервалы проходки каротажная партия измеряет углы α и φ с помощью инклинометров. Инклинометр замеряет углы наклона от 0 до 180° , а измерения точности производятся в процессе подъема инклинометра без остановок. Информация передается на бортовой компьютер станции и записывается, а представление результатов замеров возможно через любой заданный интервал: 0,5, 1, 2, 5, 10 м и более.

Результаты измерений изображают в виде *инклинограмм* — графиков проекций ствола скважины на горизонтальную плоскость в различных масштабах (рис. 7.3). На них указываются направление магнитного меридиана, горизонтальный масштаб и общее отклонение. Кроме того, у каждой точки обозначены глубина и углы наклона.

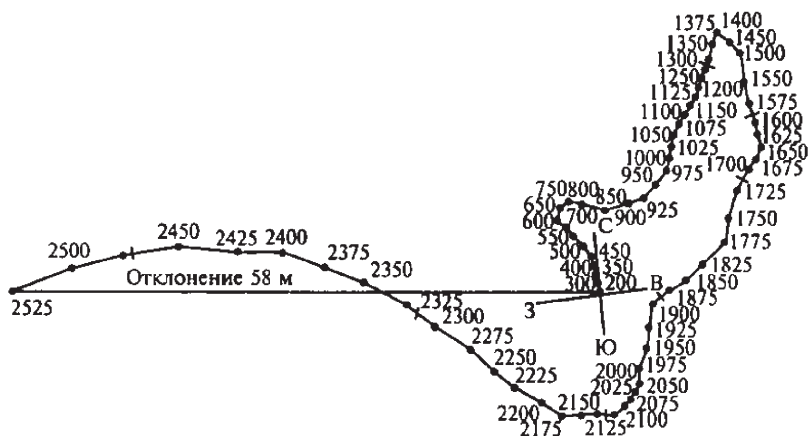


Рис. 7.3. Пример инклинограммы ствола скважины

Иногда в процессе бурения искривление скважины может достичь такой величины, что дальнейшее ее углубление становится технически невозможным или практически нецелесообразным. В этом случае возможны два варианта:

- полная ликвидация скважины;
- исправление искривленного ствола в той же скважине перебуриванием.

Исправление ствола скважины можно производить как турбинным, так и роторным способом. Для этого, прежде всего, тщательно измеряют кривизну всей скважины выше места наибольшего перегиба и выбирают ближайший вертикальный участок ствола против мягких пород. Ниже вертикального участка ставят цементный мост. После того как цемент затвердеет, спускают бурильную колонну и забуривают новый ствол скважины.

Для забуривания рекомендуется подбирать такой интервал геологического разреза, крепость пород которого ниже крепости цементного камня. Бурение начинают «с навеса», т.е. с чрезвычайно медленной подачи долота, которая равномерно распределяется в течение нескольких часов и составляет не более 10–12 см/ч.

В период забуривания необходимо постоянно следить за шламом. Как только уступ вырабатывается, т.е. в шлеме больше нет цемента, следует несколько увеличить подачу долота (до 20 см/ч), продолжая следить за шламом. Если в шлеме цемент не появляется, то осевую нагрузку на долото постепенно увеличивают до нормальной. При забуривании ствола гидравлическими забойными двигателями используют обычное трехшарошечное долото.

Ствол скважины можно исправить и роторным способом, но только с установкой клинового отклонителя (уипстока). Кроме того, для забуривания необязательно выбрать вертикальный участок, если над цементным мостом расширить ствол с помощью рычажного расширителя, то забурить новый ствол можно и с образованного уступа. Такая технология применяется в Беларуси при забуривании боковых стволов в многозабойных скважинах, причем без установки цементного моста.

7.3. Бурение наклонно направленных скважин

7.3.1. Профили наклонных скважин

Наклонно направленной скважиной называется скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья. Наклонное бурение в настоящее время широко применяется при бурении скважин на нефть, газ и

твердые полезные ископаемые (рис. 7.4). Существует два способа бурения наклонных скважин:

- роторный, представляющий собой прерывистый процесс искривления ствола скважины последовательными зарезками (уходами в сторону);
- забойными двигателями, обеспечивающий непрерывный процесс искривления ствола скважины.

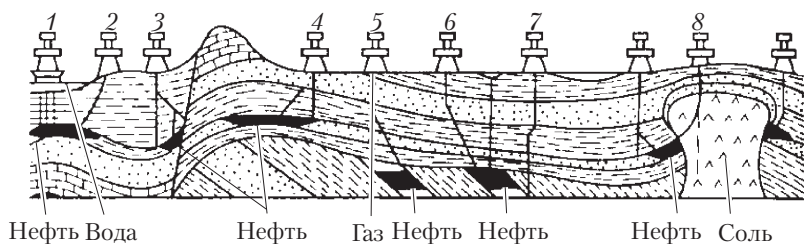


Рис. 7.4. Примеры наклонного бурения скважин:

1 — проходка с морского основания; 2 — разбуривание морского нефтяного месторождения с берега; 3 — отклонение ствола скважины от сбросовой зоны (зоны разрыва) по направлению к нефтеносному участку; 4 — проходка наклонной скважины, когда забой будет расположен под участком, недоступным для монтажа буровой установки; 5 — бурение на нефтяные пласты моноклинального типа; 6 — бурение вспомогательной наклонной скважины для ликвидации пожара или открытого фонтана; 7 — уход в сторону при аварии; 8 — проходка наклонных скважин в районе замыкания соляного купола

В Российской Федерации подавляющее большинство наклонно направленных скважин бурят с применением забойных двигателей, тогда как за рубежом преобладает бурение таких скважин роторным способом. Например, на вооружении компании «Бейкер Хьюз» имеются системы роторного бурения «Auto Trak», которые эффективно исполняют траекторию ствола любой сложности. Проводка скважины ведется с использованием компьютера с постоянным (в режиме реального времени) по гидравлическому каналу связи приемом информации об угловых параметрах ствола и последующим построением фактической траектории, сравнением ее с проектной, а затем передачей на забой управляющего сигнала для корректировки траектории в случае ее отклонения от проектной.

Специалисты считают наиболее перспективными для набора кривизны в заданном направлении винтовые забойные двигатели.

Эти двигатели имеют гораздо большую мощность, чем турбобуры, и меньшую частоту вращения вала, что благоприятно сказывается при наборе кривизны.

Профиль наклонной скважины должен быть таким, чтобы при минимальных затратах средств и времени на проходку было обеспечено выполнение задачи, поставленной при ее бурении.

При бурении наклонно направленных скважин наибольшее распространение получили четыре типа профилей.

Профиль I (рис. 7.5, *a*) наиболее часто применяемый. Состоит из трех участков: верхнего вертикального 1, участка 2, выполненного по плавной кривой и участка 3 — наклонная прямая. Этот профиль рекомендуется в основном для бурения наклонных скважин на однопластовые месторождения с большими отклонениями при средней глубине скважины.

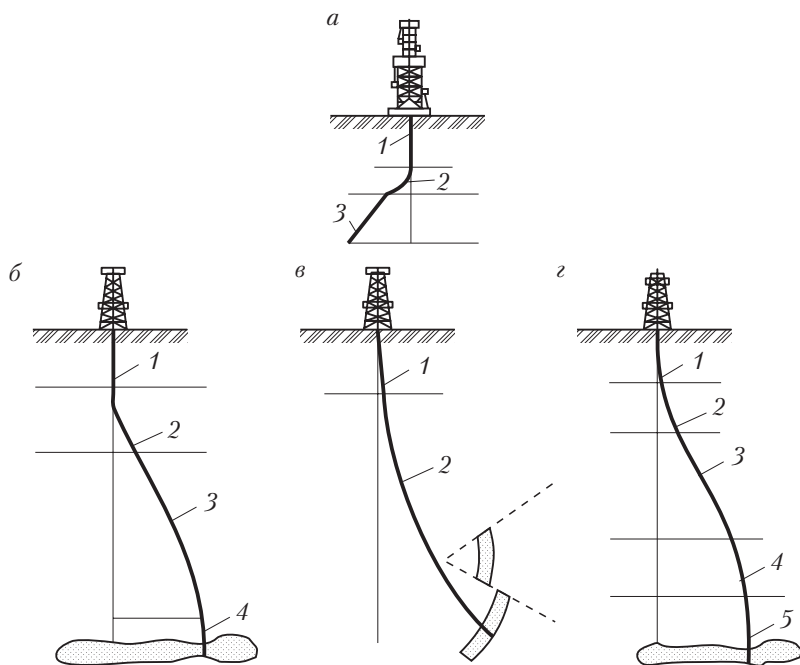


Рис. 7.5. Профили наклонных скважин:

a — профиль I; *б* — профиль II; *в* — профиль III; *г* — профиль IV; 1 — верхний вертикальный участок; 2 — участок с нарастающей кривизной; 3 — наклонная прямая; 4 — участок с убывающей кривизной; 5 — вертикальный участок

Профиль II (рис. 7.5, б) состоит из четырех участков: верхнего вертикального 1, участка 2, выполненного по кривой с нарастающей кривизной, участков 3 — наклонная прямая — и 4, выполненного по кривой с убывающей кривизной. Часто профиль II несколько видоизменяют — исключают участок 3, т.е. за участком с нарастающей кривизной 2 сразу следует участок с убывающей кривизной 4.

Профиль этого типа обычно применяют при бурении наклонных скважин глубиной до 2500 м.

Профиль III (рис. 7.5, в) менее распространен, чем первые два. Состоит из двух участков: верхнего вертикального 1 и участка 2, выполненного по кривой, постепенно увеличивающей угол наклона ствола. Бурение скважин по такому профилю осуществляется в тех случаях, когда необходимо выдержать заданные углы входа ствола скважины в пласт.

Профиль IV (рис. 7.5, г) применяется при бурении глубоких наклонных скважин. Этот профиль отличается от предыдущих тем, что к участкам 1, 2 и 3 добавляются криволинейный участок 4, характеризующийся снижением полученной кривизны, т.е. выхолаживанием ствола, доходящим до вертикали, и прямой вертикальный участок 5. Профиль такого типа следует применять в тех случаях, когда нижний участок скважины имеет несколько продуктивных горизонтов.

Рассмотренные профили называют **профилями обычного типа**. Они представляют собой кривые линии, расположенные в одной вертикальной плоскости. Однако иногда приходится прибегать к **профилям пространственного типа**, представляющим собой пространственную кривую линию, напоминающую винтовую или спиральную линию. Скважины по профилю этого типа бурят в тех районах, где велико влияние геологических условий на самопроизвольное искривление ствола скважины. При построении профиля таких скважин стремятся максимально использовать закономерности самопроизвольного искривления скважин и тем самым свести к минимуму интервалы бурения с отклонением. В Российской Федерации бурение наклонно направленных скважин с профилем пространственного типа распространено в Грозненском нефтяном районе.

Кроме вышеописанных профилей широко применяются скважины других профилей: с горизонтальным окончанием, многоствольные, многозабойные, с выходом на поверхность (под преградами, для закачки тепловых агентов).

7.3.2. Отклоняющие устройства, применяемые при бурении глубоких скважин

Назначение отклоняющих устройств, или отклонителей, — создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины в целях искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Отклонители включают в состав компоновок низа бурительных колонн. Они отличаются конструктивным выполнением.

В турбинном бурении в качестве отклоняющих устройств применяют кривой переводник, турбинные отклонители типа ТО и ШО, отклонитель Р-1, отклонитель с накладкой, эксцентричный нипель и др.; в электробурении — в основном механизм искривления (МИ); в роторном бурении — отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и др.

Рассмотрим некоторые отклонители, применяемые в турбинном бурении.

Кривой переводник — это наиболее распространенный и простой в изготовлении и применении отклонитель при бурении наклонно направленных скважин. Он представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб (рис. 7.6). Резьбу с перекосом $1-4^\circ$ нарезают в основном на нипеле, иногда — на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8–24 м крепят непосредственно к забойному двигателю.

Отклонитель Р-1 выполняется в виде отрезка УБТ (рис. 7.7), оси присоединительных резьб которого перекошены в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси. Этот отклонитель предназначен для набора зенитного угла 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

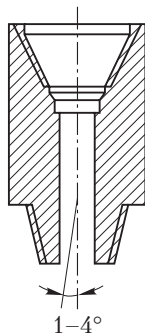


Рис. 7.6. Схема кривого переводника

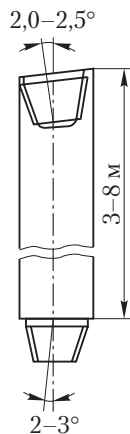


Рис. 7.7. Отклонитель Р-1

Отклонитель с накладкой — это сочетание кривого переводника и турбобура, имеющего на корпусе накладку, высота которой выбирается такой, чтобы она не выдавалась за габаритные размеры долота. Отклонитель с накладкой при применении односекционных турбобуров обеспечивает получение больших углов наклона скважины. Его рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо установить трубы малой жесткости (немагнитные или обычные бурильные трубы).

Отклоняющее устройство для секционных турбобуров представляет собой переводник, соединяющий валы и корпуса верхней и нижней секций турбобура под углом $1,5-2,0^\circ$, причем валы соединяются с помощью муфты.

Турбинные отклонители (ТО) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего и верхнего узлов через кривой переводник, а валов — через специальный шарнир. Серийно выпускаются турбинные отклонители (рис. 7.8) и шпиндели-отклонители (ШО).

Турбинные отклонители имеют следующие преимущества:

- кривой переводник максимально приближен к долоту, что увеличивает эффективность работы отклонителя;

- значительно уменьшено влияние колебания осевой нагрузки на величину отклоняющей силы на долоте, что позволяет получить радиус искривления, близкий к расчетному.

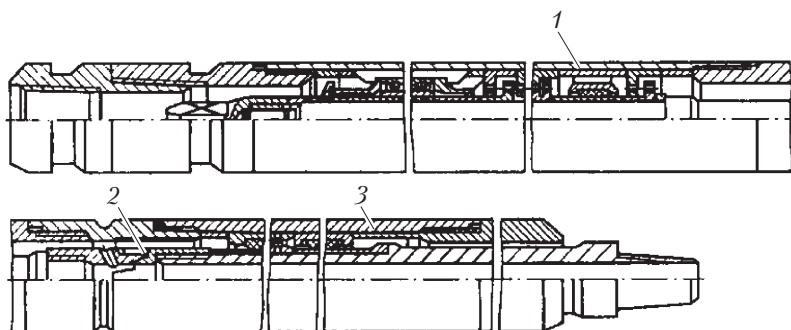


Рис. 7.8. Конструкция турбинного отклонителя ТО-2:
1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпindelная секция

Недостаток турбинных отклонителей – уменьшение стойкости узла искривленного соединения валов нижнего и верхнего участков (до 70–150 ч).

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде накладки, приваренной к ниппелю турбобура. Применяется этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата буровой колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки с резиновой рессорой. Накладка приваривается к ниппелю турбобура. Этот отклонитель применяют при бурении в породах, в которых эксцентричный ниппель не применим из-за опасности прихватов.

Механизм искривления – это отклонитель для бурения наклонно направленных скважин электробуром. В таком механизме валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

В **роторм бурении** отклонение ствола скважин от вертикали осуществляется с помощью клиновидных или шарнирных отклонителей (рис. 7.9). Отклонители применяют только в начальный момент для придания стволу скважины необходимого искривления. После того как ствол скважины отклонен в необходимом направлении, дальнейшие работы по искусственному искривлению ствола производят различными компоновками низа буровой колонны при соответствующих режимах бурения.

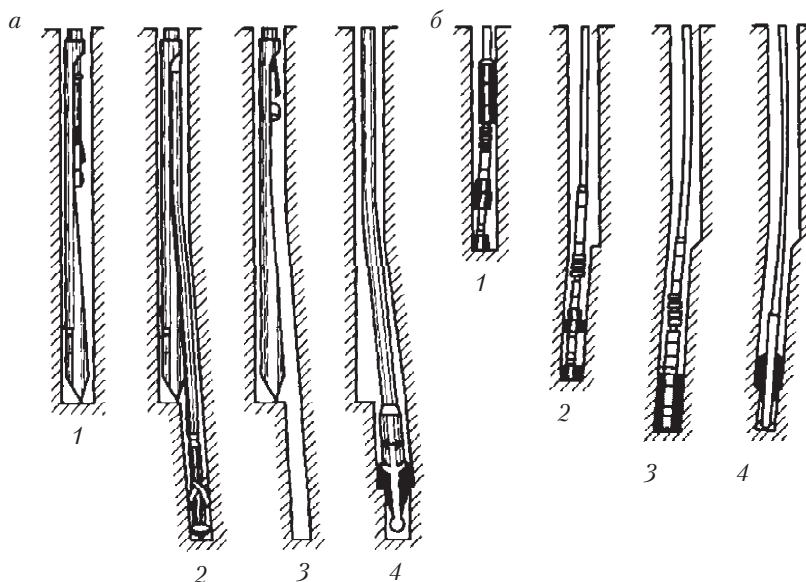


Рис. 7.9. Отклоняющие приспособления для бурения наклонных скважин роторным способом:

a – 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 наклонного ствола; 4 – расширение ствола

Используют несъемные отклонители, остающиеся в скважине, и съемные, которые удаляют после того, как пробурят в установленном направлении около 15 м нового ствола.

7.3.3. Ориентированный спуск бурильной колонны в скважину

Бурение наклонной скважины по заданному профилю возможно в том случае, когда уже с момента забуривания отклонитель точно ориентируется в соответствии с проектным азимутом.

До набора кривизны в 5° ориентирование отклонителя производят путем непрерывного прослеживания с поверхности его положения в скважине во время спуска бурильной колонны. Из-

вестно много способов ориентированного спуска (визирование на один намеченный ориентир каждой бурильной свечи, спускаемой в скважину при помощи визирной трубы; непрерывное измерение теодолитом углов поворота свечей при спуске; по меткам на бурильных трубах и т.д.).

В практике наклонного бурения наибольшее распространение получили способы прямого визуального ориентирования отклонителя путем прослеживания его действия при спуске инструмента по меткам. Для осуществления этого способа ориентирования первоначально подготавливают бурильный инструмент: наносят метки на замках бурильных труб по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны: шаблон с уровнем или шаблон ОБШН (рис. 7.10).

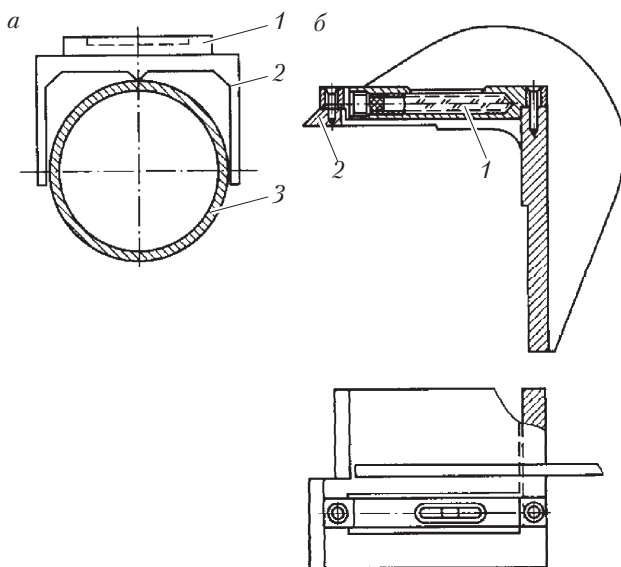


Рис. 7.10. Шаблон с уровнем (а) и шаблон ОБШН (б):
1 — уровень; 2 — шаблон; 3 — бурильная труба

Бурильную трубу выкатывают на мостки и на один из замков устанавливают шаблон ОБШН. Перемещая шаблон вокруг оси бурильной трубы, совмещают пузырек уровня с центральными делениями на пробирке. В этот момент вдоль скоса, размер которого

соответствует размеру данной трубы, прочерчивают линию. Затем шаблон переносят на другой замок трубы, следя за тем, чтобы положение трубы не изменялось. Шаблон устанавливают с той же стороны от оси трубы и повторяют операцию. С шаблоном Григоряна производят аналогичные операции, только линию прочерчивают по среднему острию шаблона. По этим линиям секачом или путем наварки наносят метки (+). Все другие метки на трубе должны быть ликвидированы.

На буровой установке нужно иметь столько труб с метками, сколько их требуется для спуска до глубины искривления, и еще семь-восемь для наращивания в процессе работы.

После проведения подготовительных работ приступают к сборке отклоняющей компоновки. Она собирается согласно программе работ на проводку скважины, включает в себя долото, забойный двигатель, отклоняющее устройство (чаще всего кривой переводник) УБТ и спускается в скважину для забуривания наклонного ствола. Для того чтобы знать положение отклонителя, при спуске инструмента фиксируют взаимное положение меток на трубах каждого соединения. Расстояние между метками определяют с помощью металлической рулетки, а чаще — бумажной ленты, которая представляет собой полосу плотной бумаги шириной 8–10 см и длиной, равной или несколько большей длины окружности замка бурильных труб.

Бумажную ленту перегибают пополам по длине, ставят черточку и делают отметку «О» (отклонитель). Эту метку совмещают с меткой на кривом переводнике, а против метки на ниппеле (УБТ) на бумажной ленте наносят метку и надписывают «У» (рис. 7.11). Компоновку спускают в скважину и навинчивают бурильную трубу. После закрепления соединения метка «У» на бумажной ленте совмещается с меткой на муфте УБТ. Против метки на ниппеле бурильной трубы на бумажной ленте наносят отметку «1» и компоновку спускают в скважину на длину бурильной трубы. Навинчивают вторую трубу и закрепляют, отметку «1» на ленте совмещают с меткой на муфте первой трубы и против метки на ниппеле второй трубы на бумажной ленте наносят отметку «2», а предыдущую отметку «1» зачеркивают. Таким образом, на бумажной ленте фиксируют расстояние между метками всех спускаемых бурильных труб.

После спуска всех бурильных труб навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат). Отметку «3» последней бурильной трубы на бумажной ленте совмещают с меткой на муфте трубы, и отметку «О», указывающую направление действия отклонителя, переносят на переводник ведущей бурильной трубы.

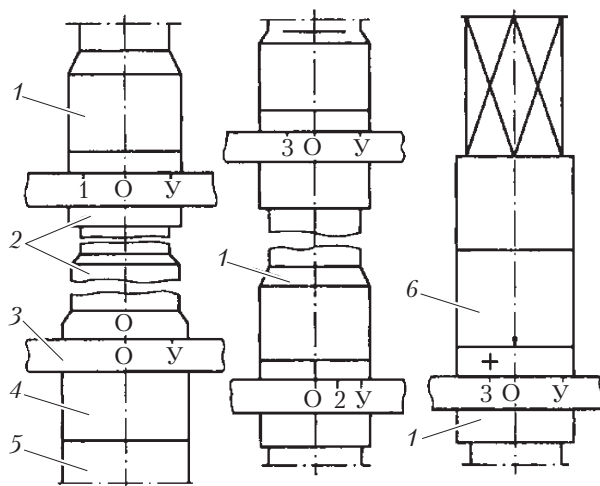


Рис. 7.11. Ориентированный спуск бурильной колонны:

1 – бурильная труба; 2 – УБТ; 3 – бумажная лента; 4 – кривой переводник; 5 – забойный двигатель; 6 – ведущая бурильная труба

В ГТН указан азимут направления приемных мостков φ_m и проектный азимут $\varphi_{пр}$ отклонения забоя скважины. Для установки отклонителя в требуемом направлении определяют угол $\lambda = \varphi_{пр} - \varphi_m$. Угол λ откладывают на окружности стола ротора от направления мостков по или против хода часовой стрелки в зависимости от знака и ставят метку «П», которая указывает направление на проектную точку. От этой метки по ходу часовой стрелки откладывают угол закручивания бурильной колонны ω и ставят на роторе метку «О» (рис. 7.12). Поворотом бурильной колонны с помощью ротора совмещают отметку «О» в переводнике ведущей бурильной трубы с отметкой «О» на неподвижной части стола ротора. В этом положении с помощью шаблона отмечают мелом на роторе положение одного из ребер квадрата, чаще всего ребра, наиболее удобно расположенного для наблюдения. Затем инструмент приподнимают,

убирают элеватор и с промывкой спускают до забоя. После достижения забоя отклонитель ориентируют в заданном направлении, причем метка «О» на переводнике ведущей бурильной трубы должна совпадать с такой же меткой на роторе.

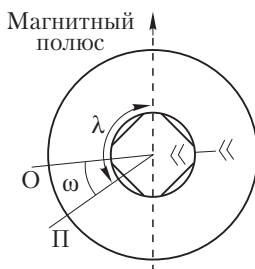


Рис. 7.12. Схема ориентирования отклонителя на роторе

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 опускаемых трубах набивают метки и отклонитель ориентируют так же, как описано выше.

Угол закручивания бурильной колонны ω зависит от реактивного момента забойного двигателя и длины бурильной колонны. Обычно при практических работах величину угла закручивания принимают 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).

7.3.4. Забойное ориентирование отклонителя

В скважину, имеющую наклон у забоя более 3°, бурильную колонну можно спускать так же, как в обычную вертикальную скважину. В этом случае отклонитель на забое ориентируют в нужном направлении с помощью инклинометра с электромагнитной буссолью и магнитного переводника (рис. 7.13).

Скважинное ориентирование отклонителя инклинометрами с магнитной буссолью и магнитным переводником основано на использовании многоточечных инклинометров, в которых азимут из-

меряется с помощью электромагнитных бусселей. Инструмент включает в себя колонну бурильных труб 5, заканчивающуюся в нижней части диамагнитной трубой 6 (из стали марки IX18Н9Т или алюминиевого сплава Д16Т). На нижнюю часть диамагнитной трубы навинчивают магнитный переводник 7, в котором закрепляют источник магнитного поля. Магнитный переводник связан с ограничительным 9 и кривым 10 переводниками, между которыми закреплена крестовина. Далее следует забойный двигатель.

После спуска инструмента до забоя в муфту верхней трубы ввинчивают переводник 4 с вращающейся втулкой 3, на которой укрепляют каротажный ролик 2. Внутри бурильных труб на кабеле 1 спускают инклинометр 8 с электромагнитной буссолью. Азимут ствола скважины предварительно измеряют в диамагнитной трубе над магнитным переводником. Положение отклонителя фиксируют отбитием точки в магнитном переводнике.

Руководствуясь данными замеров, ротором поворачивают трубы до желаемого положения отклонителя, а затем повторным отбитием точки замера проверяют правильность установки отклонителя. После этого инклинометр извлекают из бурильной колонны, отмечают положение инструмента, навинчивают ведущую бурильную трубу (квадрат), фиксируют одно из ребер и после стопорения ротора начинают бурение.

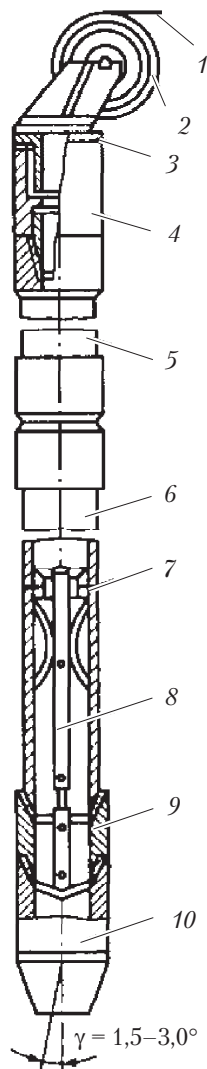


Рис. 7.13. Инструмент для ориентирования отклонителя с помощью инклинометра с электромагнитной буссолью и магнитного переводника

Азимут плоскости действия отклонителя

$$\beta = 360 - \Delta + \varphi,$$

где Δ — показание инклинометра при замере в магнитном переводнике; φ — азимут ствола скважины при замере в диамагнитной трубе.

Рассмотренный выше способ забойного ориентирования отклонителя в настоящее время наиболее широко применяется в практике отечественного бурения. Известны и иногда применяются другие способы забойного ориентирования отклонителя, например ориентирование отклонителя с помощью самоориентирующихся приборов (приборы Шаньгина — Кулибина, Амбарцумова и т.п.), спускаемых в бурильные трубы. Принцип действия этих приборов основан на использовании эффекта отвеса, возникающего при наклонном положении прибора в скважине.

Можно осуществлять забойное ориентирование отклонителя с помощью инклинометра и диамагнитных труб без магнитного переводника, которые в этом случае навинчивают над отклонителем. В отклонитель вваривают так называемые ножи — продолговатые пластинки, имеющие с одной стороны зубья, как у пилы. Два ножа устанавливают строго параллельно плоскости действия отклонителя, причем наклонная часть зубьев должна быть обращена в сторону отклонителя. Инклинометр с удлинителем со свинцовой печатю спускают в скважину и ставят на ножи. На ножах инклинометр выдерживают 3–5 мин, затем его осторожно снимают и поднимают на поверхность. Далее производят необходимые измерения.

Телеметрические системы для ориентирования отклоняющих компоновок позволяют проводить следующие операции в процессе бурения скважины:

- ориентирование отклоняющей компоновки по заданному азимуту как в вертикальной, так и в наклонной скважине;
- определение угла закручивания бурильной колонны под действием реактивного вращающего момента забойного двигателя;
- проведение инклинометрических измерений.

Глубинное измерительное устройство (рис. 7.14) размещают непосредственно над отклонителем или отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины.

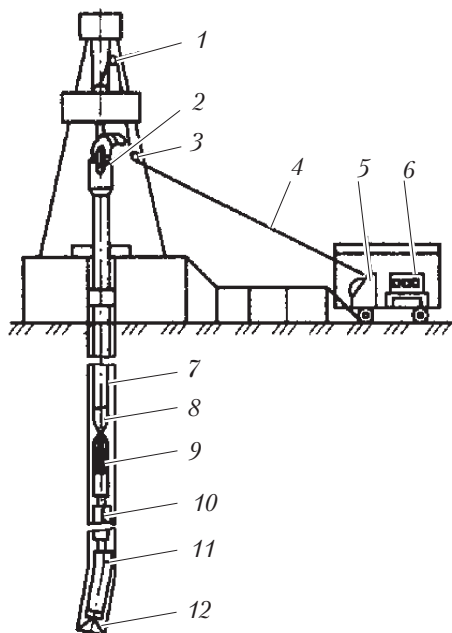


Рис. 7.14. Схема компоновки аппаратуры телеметрической системы:
 1, 3 — направляющие ролики; 2 — герметизирующее устройство вертлюга;
 4 — сбросовой канал связи; 5 — лебедка сбросовой линии связи; 6 — приемно-
 регистрирующее устройство; 7 — бурильная колонна; 8 — кабель; 9 — глубинное
 измерительное устройство; 10 — УБТ; 11 — отклонитель; 12 — долото

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. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. Ни одна наклонно направленная скважина не бурится без такой системы. Известно много конструкций телеметрических систем, отличающихся прежде всего способами передачи сигналов на поверхность.

При каждом спуске любого из рассмотренных выше отклонителей требуется производить их ориентирование, т.е. устанавливать плоскость действия отклонителя в заданном азимуте. Эти работы

занимают много времени и требуют особой тщательности, поскольку неправильная установка плоскости действия отклонителя может свести на нет все предыдущие работы по набору угла наклона.

Способ безориентированного бурения наклонных скважин заключается в том, что после искривления ствола в нужном направлении на некоторый угол (не менее $5-6^\circ$) в процессе одного или двух рейсов с одним из рассмотренных выше отклонителей последующее бурение осуществляют с помощью специальных компоновок низа бурильной колонны, не требующих ориентирования. Путем подбора компоновок можно увеличивать или уменьшать угол наклона скважины с различной интенсивностью при незначительном изменении азимута.

7.3.5. Особенности технологии бурения наклонно направленных скважин

При бурении наклонно направленной скважины ее верхнюю часть бурят обычным методом. Режим бурения при этом, как правило, ничем не отличается от режима бурения вертикальных скважин.

Вертикальный и искривленный участки скважины бурят долотами одного и того же типоразмера, если окончание бурения вертикального участка ствола не было сопряжено со спуском колонны или кондуктора. Если при бурении мягких пород вертикальной части скважины допускается применение долот лопастного типа, то при бурении интервалов с набором кривизны независимо от твердости проходимых пород рекомендуется применять трехшарошечные долота. Это обусловлено тем, что трехшарошечные долота при одних и тех же осевых нагрузках требуют меньших вращающих моментов, работают более плавно, а угол закручивания колонны бурильных труб от реактивного момента на турбине меняется в значительно меньших пределах, чем при бурении долотами лопастного типа. В твердых и крепких породах продолжительность первого рейса ограничивается стойкостью долота, а в мягких — необходимостью контрольного замера кривизны и азимута ствола скважины.

Обычно стремятся при первом, в крайнем случае при втором, рейсе набрать 5° кривизны для того, чтобы в дальнейшем пользоваться забойным ориентированием бурильной колонны. Если замеры показывают, что интенсивность искривления недостаточная, то при следующем рейсе забойный двигатель спускают с отклонителем, обеспечивающим большее искривление. При чрезмерно интенсивном искривлении с забойным двигателем спускают отклонитель, обеспечивающий меньший набор искривления. В случае незначительного отклонения азимута искривления от проектного его можно корректировать в процессе последующих долблений. Если же в силу каких-либо причин полученный азимут резко отличается от проектного, то следует поставить цементный мост и забурить ствол в нужном азимуте.

Особое внимание при наклонно направленном бурении должно быть обращено на качество бурового раствора.

При больших искривлениях индикатор массы (веса) часто не отражает фактической нагрузки на забой скважины, что объясняется передачей части массы бурильной колонны на стенки скважины. В этих случаях необходимо периодически приподнимать и проворачивать бурильную колонну.

Для ускорения процесса бурения наклонно направленных скважин и соблюдения заданного профиля по всему стволу должны выполняться следующие основные требования:

- первый замер кривизны и азимута ствола скважины не должен иметь погрешностей;
- первый ориентированный спуск бурильной колонны в скважину должен происходить с соблюдением всех предусмотренных правил;
- работать необходимо только с исправными аппаратами для забойного ориентирования отклонителя;
- кривизну и азимут ствола скважины следует систематически проверять инклинометром — не реже чем через 50–75 м проходки;
- все резьбовые соединения при спуске и наращивании инструмента должны крепиться машинными ключами.

Работы по креплению ствола скважин при наклонно направленном бурении, испытание скважин на герметичность и приток нефти, а также каротажные работы аналогичны работам при бурении вертикальных скважин.

Расчет и построение профиля наклонной

7.4. скважины

Для рассмотрения методики определения исходных данных для расчета и построения профиля ствола наклонной скважины (рис. 7.15) введем следующие обозначения: i_1 — интенсивность набора кривизны в градусах (обычно на каждые 100 м проходки); i_2 — интенсивность снижения кривизны в градусах (обычно на каждые 100 м проходки); L — общая длина наклонной скважины (по бурильной колонне); H — длина вертикальной проекции наклонной скважины; A — длина горизонтального смещения забоя; R_1 — радиус дуги, по которой происходит плавный набор кривизны; R_2 — радиус дуги, по которой происходит плавное снижение кривизны; a_1 — длина горизонтального смещения забоя на участке плавного набора кривизны; a_2 — длина горизонтального смещения забоя на участке плавного снижения кривизны; a_3 — длина горизонтального смещения забоя на участке, где кривизна постоянная; h — длина верхнего вертикального участка; h_4 — длина нижнего вертикального участка; h_1 — длина вертикальной проекции первой дуги; h_2 — длина вертикальной проекции второй дуги; h_3 — длина вертикальной проекции прямолинейного наклонного участка; L_1 — длина первой дуги; L_2 — длина второй дуги; L_3 — длина наклонного прямолинейного участка; β — угол между наклонной прямой и вертикалью; γ — угол входа ствола скважины в пласт; l_1 — длина хорды, стягивающей первую дугу; l_2 — длина хорды, стягивающей вторую дугу.

Обозначения приведены для профиля IV типа как наиболее обобщающего. Для расчета и построения профиля обычно задаются следующие исходные данные: i_1 , i_2 , H , A , h и β .

Величины H , A и h определяют исходя из особенностей разбуриваемого месторождения (глубины залегания продуктивных пластов, величины отклонения, глубины спуска кондуктора или промежуточной колонны). Интенсивность искривления ствола (i_1 , i_2) зависит от жесткости и угла искривления отклонителя, диаметра долота, диаметра и длины турбобура, диаметра бурильных труб, количества прокачиваемой жидкости, крепости и перемежаемости проходимых пород, нагрузки на долото, естественных условий искривления. Интенсивность искривления определяют исходя из практических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных

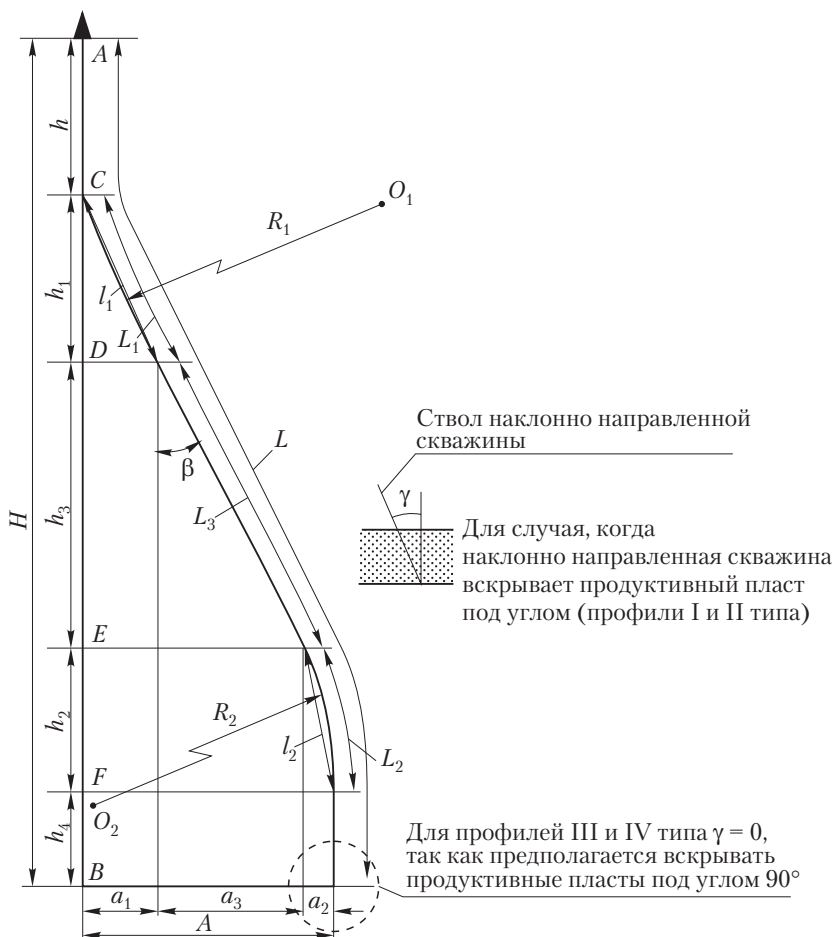


Рис. 7.15. Построение профиля ствола наклонной скважины

геологических условиях на данном месторождении (в данном районе). Очень удобно определять величину интенсивности искривления ствола по следующей методике.

1. Если ствол скважины искривляется в одной плоскости (кривизна меняется, а азимут остается постоянным), величину интенсивности искривления можно найти по формуле

$$i = \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{l} \cdot 100, \quad (7.1)$$

где i — интенсивность искривления ствола на 100 м длины ствола скважины; α_1 — кривизна ствола в начале участка; α_2 — кривизна ствола в конце участка; l — длина рассматриваемого участка ствола скважины.

2. Если кривизна скважины (по инклинометру) остается примерно постоянной, а меняется азимут скважины, то интенсивность искривления ствола рассчитывают по формуле

$$i = \frac{\delta \cdot 100}{l}, \quad (7.2)$$

где δ — действительный угол искривления ствола скважины,

$$\sin \frac{\delta}{2} = \sin \frac{\varphi}{2} \sin \alpha, \quad (7.3)$$

где α — кривизна ствола скважины; φ — разность азимутов начала и конца участка; l — длина рассматриваемого участка.

3. Если кривизна меняется при одновременном изменении азимута, то определение интенсивности искривления потребует вывода сложной формулы, поэтому, делая некоторые допущения, относят отдельные участки кривой к одному из рассмотренных выше случаев в зависимости от того, к какому из них данный участок подходит.

Определив интенсивность искривления ствола скважины на всех участках, находят средние интенсивности набора i_1 и снижения i_2 кривизны, которые и кладут в основу дальнейших расчетов.

Угол β обычно выбирают из соотношения $\frac{A}{H}$ и желаемого наклона ствола под устойчивыми углами искривления — не менее 12 и не более 30°.

Необходимые расчетные формулы для определения отдельных элементов профиля в зависимости от типа приведены в табл. 7.1.

Рассмотрев методику определения исходных данных, остановимся на примере расчета и построения профиля скважины.

Пример. Рассчитать и построить профиль IV типа для наклонной скважины глубиной $H = 1630$ м с отклонением забоя от вертикали $A = 600$ м, если интенсивность набора кривизны $i_1 = 5^\circ$ (на каждые $n_1 = 25$ м), угол наклона на прямолинейном участке $\beta = 30^\circ$, интенсивность снижения (сброса) кривизны $i_2 = 4^\circ$ (на каждые $n_2 = 25$ м), глубина окончания выполаживания по вертикали не более 1500 м, вертикальный участок скважины до набора кривизны $h = 200$ м.

Решение

При помощи табл. 7.1 найдем следующие величины (см. рис. 7.15).

Таблица 7.1

Формулы для расчета профилей наклонно направленных скважин

Величина	Тип профиля			
	I	II	III	IV
L	$h + L_1 + L_3$	$h + L_1 + L_2 + L_3$	$h + L_1$	$h + L_1 + L_2 + L_3 + h_4$
H	$h + h_1 + h_3$	$h + h_1 + h_2 + h_3$	$h + h_1$	$h + h_1 + h_2 + h_3 + h_4$
A	$a_1 + a_3$	$a_1 + a_2 + a_3$	a_1	$a_1 + a_2 + a_3$
L_1	$\frac{0,017453h_1\beta}{\sin\beta}$, или $0,017453R_1\beta$, или $n_1 = \frac{\beta}{i_1}$			
L_2	–	$n_2 = \frac{\beta - \gamma}{i_2}$ или $\frac{0,017453l_2 \frac{\beta - \gamma}{2}}{\sin \frac{\beta - \gamma}{2}}$	–	$n_2 = \frac{\beta}{i_2}$, или $\frac{0,017453h_2\beta}{\sin\beta}$ или $0,017453R_2\beta$
L_3	$\frac{\alpha_3}{\sin\beta}$		–	$\frac{\alpha_3}{\sin\beta}$
R_1	$\frac{h_1}{\sin\beta}$ или $\frac{l_1}{2\sin\beta/2}$			
R_2	–	$\frac{l_2}{2\sin \frac{\beta - \gamma}{2}}$	–	$\frac{h_2}{\sin\beta}$
h_1	$\frac{L_1\sin\beta}{0,017453\beta}$ или $\frac{a_1}{\text{tg}\beta/12}$			
h_2	–	$l_2 = \cos \frac{\beta}{2}$	–	$\frac{L_2\sin\beta}{0,017453\beta}$
h_3	$l_3\cos\beta$ или $\frac{a_3}{\text{tg}\beta}$		–	$l_3\cos\beta$ или $\frac{a_3}{\text{tg}\beta}$
l_1	$2R_1 = \sin \frac{\beta}{2}$			
l_2	–	$\frac{L_2 \frac{\beta - \gamma}{2}}{0,017453 \frac{\beta - \gamma}{2}}$	–	$2R_2 \sin \frac{\beta}{2}$

Окончание табл. 7.1

Величина	Тип профиля			
	I	II	III	IV
a_1	$h_1 \operatorname{tg} \frac{\beta}{2}$			
a_2	–	$l_2 \sin \frac{\beta + \gamma}{2}$	–	$l_2 \sin \frac{\beta}{2}$
a_3	$A - a_1$	$A - (a_1 + a_2)$	–	$A - (a_1 + a_2)$
β	$L_1 : i_1 : n$			

1) Длина дуги, по которой происходит набор кривизны, от нуля до 30° :

$$L_1 = n_1 \frac{\beta}{i_1} = 25 \cdot \frac{30}{5} = 150 \text{ м.}$$

2) Проекция дуги на вертикаль

$$h_1 = \frac{L_1 \sin \beta}{0,017453 \beta} = \frac{150 \cdot 0,5}{0,017453 \cdot 30} = 143 \text{ м.}$$

3) Величина отклонения на 150 м в интервале

$$a_1 = h_1 \operatorname{tg} \frac{\beta}{2} = 143 \cdot 0,26795 = 38,4 \text{ м.}$$

4) Радиус дуги L_1

$$R_1 = \frac{h_1}{\sin \beta} = \frac{143}{0,5} = 286 \text{ м.}$$

5) Длина дуги, по которой происходит сброс кривизны, от 30° до нуля:

$$L_2 = n_2 \frac{\beta}{i_2} = \frac{25 \cdot 30}{4} = 187,5 \text{ м.}$$

6) Длина хорды, стягивающая эту дугу:

$$l_2 = 2R_2 \sin \frac{\beta}{2} = \frac{L_2 \sin \beta / 2}{0,017453 \beta / 2} = \frac{187,5 \cdot 0,5}{0,017453 \cdot 15} = 185 \text{ м.}$$

7) Проекция дуги L_2 на вертикаль

$$h_2 = \frac{L_2 \sin \beta}{0,017453 \beta} = \frac{187,5 \cdot 0,25882}{0,017453 \cdot 30} = 178 \text{ м.}$$

8) Величина отклонения на этом интервале

$$a_2 = l_2 \sin \frac{\beta}{2} = 185 \cdot 0,25882 = 49 \text{ м.}$$

9) Радиус дуги L_2

$$R_2 = \frac{h_2}{\sin \beta} = \frac{178}{0,5} = 375 \text{ м.}$$

10) Величина отклонения на прямолинейном участке

$$a_3 = A - (a_1 + a_2) = 600 - (38,4 + 49,0) = 512,6 \text{ м.}$$

11) Длина наклонного прямолинейного участка

$$L_3 = \frac{a_3}{\sin\beta} = \frac{512,6}{0,5} = 1025,2 \text{ м.}$$

12) Проекция наклонного участка на вертикаль

$$h_3 = L_3 \cos\beta = 1025,2 \cdot 0,86603 = 890 \text{ м.}$$

13) Длина нижнего вертикального интервала

$$h_4 = H - (h + h_1 + h_2 + h_3) = 1630 - (200 + 143 + 178 + 890) = 219 \text{ м.}$$

14) Общая длина скважины

$$L = h + L_1 + L_2 + L_3 + h_4 = 200 + 150 + 187,5 + 1025,2 + 219 = 1781,7 \text{ м.}$$

Затем рассчитаем удлинение ствола скважины $L_{\text{удл}}$ за счет кривизны

$$L_{\text{удл}} = L - H = 1781,7 - 1630 = 151,7 \text{ м.}$$

Для построения профиля (рис. 7.16) отложим на вертикали отрезки: $AB = H = 1630 \text{ м}$; $AC = h = 200 \text{ м}$; $CD = h_1 = 143 \text{ м}$; $DE = h_3 = 890 \text{ м}$; $EF = h_2 = 178 \text{ м}$; $FB = h_4 = 219 \text{ м}$.

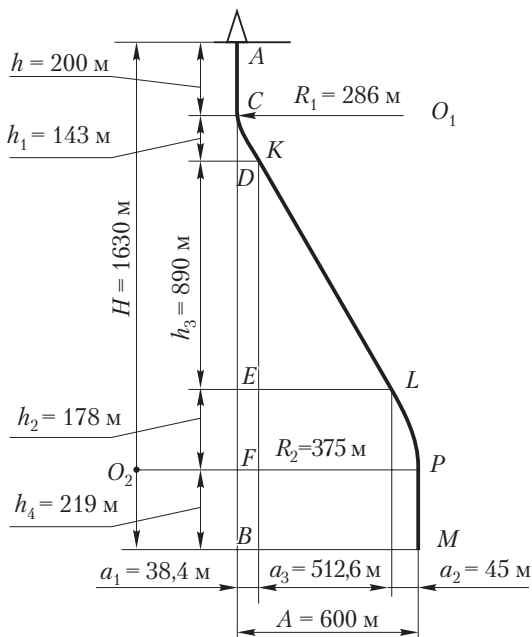


Рис. 7.16. К расчету профиля ствола наклонной скважины

Проведем через точки C, D, E, F и B горизонтальные линии; от точки C отложим отрезок $CO_1 = R_1 = 286$ м, от точки $D - DK = a_1 = 38,4$ м, от точки $E - EL = a_1 + a_3 = 551$ м, от точки $F - FP = R_2 = 375$ м.

Из точки O_1 , как из центра, опишем дугу радиусом $R_1 = 286$ м. Точку L соединим прямой LK до касания с дугой в точке K .

Из точки O_2 опишем дугу PL радиусом $R_2 = 375$ м.

Ломаная линия $ACKLPM$ представит собой профиль ствола наклонной скважины.

7.5. Кустовое бурение скважин

Кустовым бурением называют такой способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а забои находятся в точках, соответствующих геологической сетке разработки нефтяного (газового) месторождения.

Одним из главных преимуществ кустового бурения скважин является значительное сокращение земельных площадок, приходящихся на одну буровую, и, следовательно, потрав сельскохозяйственных угодий. Кроме того, кустовое бурение скважин позволяет значительно сократить объем строительного-монтажных работ, уменьшить протяженность прокладываемых дорог, водопроводов, линий электропередач и связи и др., улучшить руководство буровыми работами и обслуживание эксплуатационных скважин. Наиболее выгодно кустовое бурение при разработке морских месторождений, а также в горной, лесной и болотистой местностях, где возведение промысловых сооружений, строительство дорог и коммуникаций затруднены и требуют больших капиталовложений.

Очень широкое распространение получило бурение наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. В сложных природно-климатических условиях на затапливаемой и сильно заболоченной территории выполняется большой объем буровых работ. Высокие темпы строительства скважин в сочетании с использованием кустового метода разбуривания месторождений предъявляют высокие требования к уровню технологии наклонного бурения.

До начала бурения первой скважины составляют план куста, в котором указывают расположение устьев скважин, очередность их

бурения, направление перемещения буровой установки, проектные азимуты и отклонения забоев скважин. При этом необходимо, чтобы в направлении перемещения буровой установки располагалось минимально возможное число проектных забоев скважин.

Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения буровой установки до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки (рис. 7.17).

Расстояние между устьями двух соседних скважин определяет прежде всего необходимостью установки агрегатов для ремонта скважин, а также размещения станков-качалок. Кроме того, при выборе расстояния между устьями принимается во внимание длина вертикального участка скважины и траектория ствола предыдущей скважины. При этом расстояние между устьями двух соседних скважин должно быть не менее 3 м. Однако если предыдущая скважина искривлена в направлении движения буровой установки, то оно может быть увеличено.

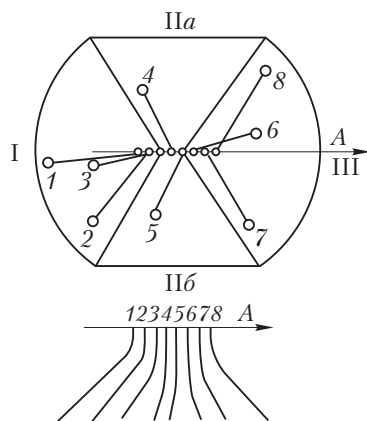


Рис. 7.17. Определение очередности бурения скважин на кустовой площадке:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 — очередность бурения скважин; А — направление движения буровой установки; I — группа скважин, в которой каждая очередная забуривается с большей глубины, чем предыдущая, при этом опасность встречи стволов минимальна; IIa, IIб — глубины зарезки (должны увеличиваться, как и для скважин I группы); III — бурение скважины с меньшим зенитным углом и максимально вертикальным участком; глубина зарезки для каждой очередной скважины меньше, чем для предыдущей

При бурении наклонных скважин с кустовых площадок для сохранения вертикального верхнего участка ствола необходимо обеспечить:

- центровку вышки и горизонтальность стола ротора;
- соосность резьбовых соединений нижней части бурильной колонны и прямолинейность УБТ;
- бурение верхнего интервала вести с проворотом инструмента;
- использование при необходимости центрирующих устройств.

Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола двух соседних скважин должно быть: не менее 30 м, если разница в азимутах забуривания менее 10° ; не менее 20 м, если разница составляет $10\text{--}20^\circ$; 10 м, если азимуты забуривания отличаются более чем на 20° .

Глубина забуривания наклонного ствола выбирается в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения буровой установки до проектного направления на точку по часовой стрелке:

- если указанный угол равен $60\text{--}300^\circ$, то первая скважина забуривается с минимальной глубины; глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается больше, чем предыдущей;
- если угол между направлением движения буровой установки и проектным азимутом равен $60\text{--}120^\circ$ или $240\text{--}300^\circ$, допускается забуривание выше, чем в предыдущей скважине;
- если величина вышеуказанного угла равна $0\text{--}60^\circ$ или $300\text{--}360^\circ$, первая скважина забуривается с большей глубины, глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается меньше, чем предыдущей.

При забуривании наклонного ствола выше, чем в предыдущей скважине, и в случае, когда предыдущая скважина является вертикальной, должны выполняться следующие требования:

- перед спуском отклонителя необходимо измерить угол и азимут первого участка профиля; при искривлении ствола более 1° забуривание вести с учетом опасности встречи стволов;
- не допускается пересечение плоскостей бурящейся и ранее пробуренных скважин;
- контроль за траекторией ствола следует осуществлять двумя инклинометрами.

При бурении скважин одного куста должны применяться отклонители с одинаковой интенсивностью набора кривизны, не превышающей 2° на 10 м.

Зона вокруг ствола скважины с радиусом, равным 1,5 % текущей глубины рассматриваемой точки за вычетом длины вертикального участка, но менее 1,5 м, считается опасной с точки зрения встречи стволов. Если в процессе бурения выявляется, что возможно соприкосновение опасных зон двух скважин, бурение продолжают с соблюдением мер, исключающих повреждение обсадной колонны, или осуществляют работы по корректированию траектории скважины.

При сближении стволов необходимо делать промежуточные замеры: при бурении с отклонителем — через 25 м, на прямолинейном участке — через 200–300 м, а также контролировать взаимное положение стволов и расстояние между ними.

7.6. Бурение многозабойных горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин

Многозабойными (многоствольными) считаются скважины, из которых пробурены ответвляющиеся стволы, предназначенные для решения различных технико-геологических задач. Любая многозабойная скважина является наклонно направленной, так как для бурения нового ответвления необходимо отклонить ствол от первоначального направления (рис. 7.18). *Горизонтально разветвленные скважины* — это разновидность многозабойных, потому что проводят их аналогичными способами, но на конечном интервале бурения зенитный угол доводят до 90° .

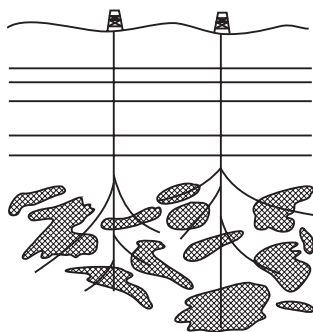


Рис. 7.18. Схема вскрытия многозабойными скважинами неравномерно проницаемых известняков

К конструкции многозабойной скважины предъявляются следующие основные требования:

- ствол скважины должен позволять прохождение к забоям стволов бурящейся скважины и отклоняющих компоновок требуемых геометрических параметров;
- во всех интервалах ствола должна быть возможность искривления скважины с максимальной интенсивностью;
- все участки скважины должны обеспечивать возможность крепления искривленных интервалов обсадными трубами;
- ствол скважины не должен затруднять проведение геофизических исследований.

Технология проводки многозабойной скважины сводится к следующему. До кровли продуктивного пласта или же несколько выше бурят обычную скважину, от которой в продуктивном пласте в разные стороны бурят ответвления (дополнительные стволы). В первую очередь до проектной глубины проводят дополнительный ствол, имеющий максимальное проектное отклонение. Последующие дополнительные стволы забуривают из него последовательно снизу вверх. Если продуктивный пласт сложен неустойчивыми породами, то ограничиваются бурением одного ствола с горизонтальным вхождением в пласт. После того как многозабойная скважина пробурена, ее, как правило, до места зарезки самого верхнего дополнительного ствола обсаживают колонной.

Для бурения резко пологих дополнительных пластов разработаны специальные компоновки низа бурильной колонны. Основной частью этих компоновок является короткий забойный двигатель, позволяющий производить искривление стволов с радиусом кривизны порядка 25–50 м вместо 250 м и более, получаемых при работе стандартными забойными двигателями. Кроме того, сравнительно небольшая масса и малая длина коротких забойных двигателей позволяют значительно эффективнее использовать момент упругих сил, создаваемый обычными отклонителями.

В случае, когда наклонно направленная скважина заканчивается горизонтальным участком, ее называют *горизонтальной* скважиной. Горизонтальная часть ствола скважины может достигать многих сотен метров (рис. 7.19). Процесс бурения таких скважин часто называют *горизонтальным бурением*. В последнее время благодаря усовершенствованию оборудования горизонтальное бурение стало надежным методом, широко применяемым во всех странах мира.

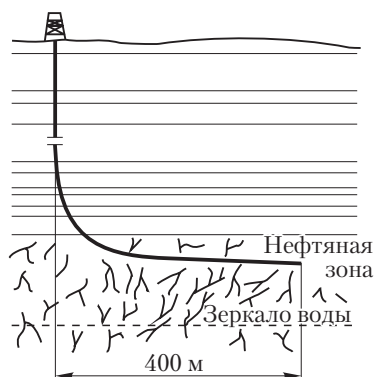


Рис. 7.19. Схема бурения горизонтальной скважины

Одним из важнейших направлений в области интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения считается разработка нефтяных месторождений с помощью горизонтальных и горизонтально разветвленных скважин. Однако опыт бурения многозатбойных, горизонтально разветвленных и горизонтальных скважин показал, что достоверность ориентирования отклонителя в скважине с помощью инклинометра и магнитного переводника при углах наклона 30° и более существенно снижается, а при углах более 45° надежно сориентировать отклонитель не удастся. Поэтому при бурении горизонтальных скважин необходимо использовать специальный магнитный переводник с несколькими магнитами, размещенными в вертикальной плоскости, и специальный инклинометр для ориентирования отклонителя при больших зенитных углах.

8

ПРОМЫВКА СКВАЖИН

8.1. Глинистые растворы

8.1.1. Общая характеристика глинистых растворов

Применение промывки скважин в процессе бурения является отличительной особенностью вращательного способа бурения. В качестве промывочной жидкости используются вода, глинистые и глинисто-известковые растворы, растворы на нефтяной основе, эмульсионные, аэрированные и другие растворы, а в последние годы — природный газ или воздух.

При бурении скважин глинистый раствор предназначен:

- для очистки забоя от разбурываемой породы;
- глинизации стенок ствола скважины;
- удержания выбуренных частиц породы во взвешенном состоянии;
- создания противодавления на проходимые породы;
- борьбы с поглощением промывочной жидкости, газо- и водопроявлениями, обвалами стенок скважин и другими осложнениями при бурении;
- охлаждения долота в процессе бурения.

Две из перечисленных функций являются основными, характерными только для этого вида промывочной жидкости: глинизация стенок ствола скважины и удержание выбуренных частиц породы во взвешенном состоянии в покоящейся жидкости, т.е. в период прекращения циркуляции.

От качества глинистого раствора зависит успешность бурения скважин. Использование некачественного раствора приводит к осложнениям — выбросам раствора, газовым и нефтяным фонтанам, прихватам бурильной колонны и т.д. Поэтому инженеры и техники должны уделять большое внимание подбору глин для при-

готовления растворов, выбору соответствующих химических реагентов для их обработки, подбору рецептуры и систематическому контролю за качеством глинистого раствора.

Многие химические реагенты очень дорогие, что повышает стоимость работ по сооружению скважины. Поэтому такие химические реагенты следует применять только в случае крайней необходимости. Кроме того, необходимо вести тщательный учет их расхода, а при возможности использовать химически обработанный глинистый раствор для бурения не одной, а нескольких скважин.

Под **глинистым раствором** понимают коллоидно-суспензионную систему, состоящую из глины, воды и частиц выбуренных пород. Чтобы лучше понять природу и свойства глинистых растворов, рассмотрим свойства смесей твердых веществ с жидкостями.

При смешивании различных веществ с водой можно получить:

□ истинные растворы — совершенно однородные и прозрачные жидкости, не изменяющиеся при самом долгом хранении;

□ коллоидные растворы — мутные жидкости, при хранении постепенно превращающиеся в студень;

□ суспензии (взвеси) — мутные смеси твердых веществ с водой, очень быстро разделяющиеся вследствие осаждения твердых частиц на дно.

В суспензиях размеры твердых частиц — от 1 до 10^{-4} мм, в коллоидных растворах — от 10^{-4} до 10^{-6} мм. Частицы коллоидного раствора представляют скопления многих десятков и сотен молекул. Свойства коллоидных растворов и суспензий зависят от удельной поверхности частиц и их поверхностных свойств.

Суммарная поверхность частиц, находящихся в 1 см^3 коллоидной системы, называется *удельной поверхностью*. Если взаимодействие между поверхностью твердого тела и молекулами воды сильно, то молекулы воды будут прилипать к поверхности тела и останутся на ней даже после извлечения твердого тела из воды. Если же взаимодействие между молекулами воды сильнее взаимодействия с поверхностью, они не будут удерживаться поверхностью тела, т.е. смачивания не будет. Тела, смачиваемые водой, называются *гидрофильными*, а не смачиваемые — *гидрофобными*. Гидрофильные коллоидные частицы в воде покрыты прочной гидратной оболочкой.

Исследования различных коллоидных растворов показали, что коллоидные частицы заряжены или положительно, или отрица-

тельно. Частицы, находящиеся в коллоидных растворах, отличаются размерами, смачиваемостью и электрическими зарядами. Чем крупнее частицы, тем быстрее они осаждаются под действием силы тяжести. Осаждение частиц в коллоидных растворах под действием силы тяжести называется **седиментацией**. Чем выше степень дисперсности, тем устойчивее коллоидный раствор.

Частицы коллоидного раствора непрерывно двигаются в воде. При столкновениях они могут прилипнуть друг к другу, что приводит к **коагуляции** — укрупнению частиц. В результате коагуляции частицы становятся тяжелее и падают на дно. Гидратная оболочка гидрофильных частиц коллоидных растворов препятствует их слипанию. Гидрофобные частицы не защищены гидратной оболочкой, поэтому растворы гидрофобных веществ быстро коагулируют. Однако гидрофобные частицы не слипаются только в том случае, когда они имеют одинаковый электрический заряд.

Итак, укрупнению гидрофильных частиц препятствуют их гидратные оболочки и электрические заряды, а гидрофобные частицы защищены от слипания только электрическим зарядом. Когда коллоидный раствор длительное время находится в покое, все частицы постепенно ориентируются определенным образом. В результате в растворе получается сплошная сетка из твердых коллоидных частиц. Вода удерживается в ячейках сетки и не может свободно перемещаться, а раствор становится похожим на студень. Сетка, образующаяся в коллоидном растворе, называется **структурой**, а процесс ее формирования в растворе — **структурообразованием**. При механическом воздействии (сильном встряхивании или перемешивании) структура разрушается, при стоянии она восстанавливается и раствор постепенно загустевает. Способность коллоидных растворов восстанавливать исходную структуру, разрушенную механическим воздействием, называют тиксотропией. **Тиксотропия** — важное технологическое свойство промысловых жидкостей.

Частицы глины в глинистом растворе имеют разные размеры: от коллоидных до более крупных частиц, образующих суспензии, поэтому глинистый раствор называется **коллоидно-суспензионной системой**. Несмотря на то что коллоидных частиц в глинистом растворе мало, он ведет себя, как коллоидный раствор. Благодаря наличию гидратных оболочек и электрических зарядов, как правило, отрицательных, глинистый раствор устойчив.

Глинистый раствор обладает структурной вязкостью. При неполной коагуляции образуется структура, обладающая упругими свойствами. Для перемещения глинистого раствора необходимо разрушить его структуру. При встряхивании, перемешивании и прокачке структура разрушается. В результате глинистый раствор разжижается, его вязкость уменьшается.

Свойства глинистого раствора существенно влияют на весь процесс бурения и характеризуются рядом показателей: плотностью, вязкостью, водоотдачей и др.

Выбор и добыча глин для приготовления глинистых растворов.

Основным продуктом для приготовления глинистого раствора является глина, представляющая собой смесь различных минералов. В состав большинства глин, применяемых на промыслах для приготовления глинистых растворов, входят следующие минералы:

- аллофан — $\text{SiO}_2 \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$;
- галлуазит — $2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$;
- монтмориллонит — $4\text{SiO}_2 \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$.

Бентонитовые глины, дающие наилучшие по своим свойствам для промывки скважин глинистые растворы, состоят главным образом из монтмориллонита.

Во всех глинах в различных количествах содержатся также оксиды железа (Fe_2O_3), щелочных (K_2O и Na_2O) и щелочноземельных (CaO и MgO) металлов. Они входят в минералы, где замещают часть оксида алюминия (Al_2O_3) и сравнительно слабо связаны с глинистым минералом. Оксиды называют *обменными основаниями*. Они оказывают существенное влияние на свойства глин и глинистых растворов.

Все глинистые минералы содержат химически связанную воду. Водород в молекулах воды может быть замещен ионами металлов (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} и др.), поэтому совокупность глинистых частиц реагирует как слабая кислота. Если водород замещен ионами натрия, глину называют *натриевой*, если кальция — *кальциевой*. Если водород остался незамещенным, глину называют *водородной* или *кислотной* из-за ее кислотных свойств.

Свойства глинистых растворов (вязкость, суточный отстой и т.д.) будут отличаться в зависимости от содержания в них натриевой или кальциевой глины: частицы натриевой глины дают растворы высо-

кой вязкости и стабильные, частицы кальциевой глины не устойчивы во взвешенном состоянии, а растворы склонны к седиментации.

Сильное электростатическое поле у поверхности глинистых частиц является одной из причин удержания ими молекул воды. Эта вода в отличие от гидратационной называется *оболочечной*. Наличие оболочечной воды препятствует коагуляции раствора.

Выбор глины, пригодной для приготовления высококачественного глинистого раствора, является очень ответственным этапом. После установления пригодности глины приступают к организации глинокарьера.

Для глинокарьера выбирают такую площадь, где по геологическим данным имеется достаточное количество глины. Большинство глинокарьеров представляет собой открытую залежь глины, покрытую наносным слоем. После определения глубины залегания пласта глины и его направления приступают к организации добычи.

Пласт глины бурят ручным буром. Шурфы глубиной 1,5–2,0 м заполняют взрывчатым веществом и производят взрыв. На участке взрыва пласт разбивают на отдельные куски, которые с помощью ковшовых экскаваторов или транспортера грузят на автомашины и доставляют непосредственно на буровую, где в глиномешалках из комковой глины готовят глинистый раствор. Это наиболее простой способ добычи глины, но он не отвечает современным технологиям бурения. Значительно экономичнее изготовление глинопорошков непосредственно в районе глинокарьера.

При расчете количества глины Q , необходимой для приготовления 1 м^3 глинистого раствора определенной плотности, пользуются следующей формулой:

$$Q = \frac{\rho_{\Gamma}(\rho - \rho_{\text{В}})}{\rho_{\Gamma} - \rho_{\text{В}}}, \quad (8.1)$$

где ρ_{Γ} — плотность глины, $\text{т}/\text{м}^3$; ρ — необходимая плотность глинистого раствора, $\text{т}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{В}}$ — плотность воды, $\text{т}/\text{м}^3$.

Плотность глины составляет 2,2–2,7 $\text{т}/\text{м}^3$, плотность пресной воды равна 1 $\text{т}/\text{м}^3$, морской воды — 1,03 $\text{т}/\text{м}^3$.

Изменение свойств глинистых растворов в зависимости от времени, химических добавок и механического воздействия. Глинистые растворы могут стареть: свойства свежеприготовленного раствора сильно отличаются от свойств раствора, простоявшего

продолжительное время после затворения. Вязкость и напряжение сдвига большинства свежих растворов меньше, а отстой больше, чем у старых (выдержанных) растворов. При нагреве глинистого раствора ускоряется процесс его старения. Физико-химическую обработку глинистых растворов проводят:

- для улучшения глинизирующей способности раствора низкого качества (повышают степень дисперсности твердой фазы);
- снижения водоотдачи и толщины глинистой корки;
- регулирования статического напряжения сдвига;
- понижения вязкости, имеющей тенденцию к возрастанию в процессе бурения из-за насыщения растворов обломками выбуренной породы;
- получения растворов, которые не глинизировали бы нефтеносные и газоносные горизонты;
- повышения противодействия влиянию высоких температур;
- предотвращения или снижения поглощения промывочной жидкости, а также предупреждения других осложнений;
- сохранения глинизирующей способности глинистого раствора в случае притока воды с высокой концентрацией солей или при разбурировании соле- и гипсоносных толщ;
- обеспечения возможности утяжеления раствора (повышения плотности до $2,5 \text{ т/м}^3$ ($2,5 \text{ г/см}^3$) и более) с сохранением его подвижности.

Все реагенты, добавляемые в глинистый раствор, по влиянию их на структурновязкие свойства и на водоотдачу делят на три группы.

1. Реагенты-стабилизаторы, или пептизаторы, — щелочные соли лигносульфоновых и гуминовых кислот, танины — дубильные экстракты в щелочном растворе, а также мыла нафтеновых и сульфонафтеновых кислот. Эти вещества при определенных концентрациях стабилизируют частицы глины (препятствуют их коагуляции и способствуют пептизации¹). Под их влиянием снижается водоотдача глинистых растворов, но сами по себе они не повышают, а иногда даже значительно понижают статическое напряжение сдвига.

¹ Пептизацией называется процесс разрушения агрегатов частиц под действием чистой жидкости или растворенных в ней веществ. Пептизация представляет собой явление, обратное коагуляции.

2. Реагенты, способствующие образованию структур, или структурообразователи. К ним относятся электролиты, растворы которых имеют щелочную реакцию: кальцинированная сода, фосфаты натрия и калия, силикат натрия (жидкое стекло), едкий натр (каустическая сода). Присутствующие в растворах этих электролитов гидроксильные ионы при адсорбции вызывают при малых концентрациях значительное повышение гидрофильности частиц глины, что, в конечном счете, приводит к снижению вязкости и водоотдачи глинистого раствора. Однако это справедливо только при небольших (0,1–0,2 %) добавках щелочи. При избыточных добавках наблюдается загустевание раствора из-за начинающейся коагуляции.

3. Реагенты-коагулянты. К этой группе относятся нейтральные или кислые соли (сульфаты натрия, кальция, магния и др.), кислоты, которые при больших концентрациях ухудшают качество глинистых растворов.

В настоящее время во всех странах СНГ для приготовления глинистых растворов применяют в основном местные глины. Для них в лабораториях разрабатывают рецептуру химических обработок, позволяющую улучшить качество глинистого раствора и сделать его пригодным для проводки скважин в данном районе.

8.1.2. Определение свойств глинистых растворов

Качество глинистых растворов характеризуют следующие величины:

- плотность ρ (кг/м³);
- условная (кажущаяся) вязкость T (с);
- структурная (пластическая) вязкость η — сила осложненно-го трения между частицами твердой и жидкой фаз в глинистом растворе (пуаз);
- водоотдача V — способность глинистого раствора отдавать воду пористым породам (см³ за 30 мин);
- толщина образующейся в результате водоотдачи глинистой корки обозначается k (мм);
- статическое напряжение сдвига θ — усилие, которое требуется приложить, чтобы вывести глинистый раствор из состояния покоя (Н/м², мГ/см²);

- содержание в глинистом растворе твердых частиц пород, не распустившихся твердых комочков глины П, условно принимаемых за песок (проценты);
- содержание в глинистом растворе частиц породы, по своей природе неспособных распускаться в воде, отмытый песок — ОП (проценты);
- стабильность С, характеризующая способность глинистых частиц удерживаться во взвешенном состоянии (кг/м^3 , г/см^3);
- отстой О — жидкость, отстоявшаяся за сутки (проценты);
- концентрация водородных ионов рН, характеризующая щелочность или кислотность глинистого раствора;
- липкость глинистой корки Л (Н/м^2 , г/см^2);
- содержание газа в глинистом растворе Г (проценты);
- температура ($^{\circ}\text{C}$).

Определение плотности. В лаборатории плотность глинистого раствора определяют с помощью пикнометров, а на буровой — специальными ареометрами АГ-1 (рис. 8.1) и АГ-2.

Ареометр АГ-1 имеет две шкалы на два предела измерения плотности: предел измерения первой шкалы — от 1000 до 1800 кг/м^3 (1,00–1,80 г/см^3), второй — от 1700 до 2500 кг/м^3 (1,70–2,5 г/см^3). Шкалы имеют деления через каждые 20 кг/м^3 (0,02 г/см^3). Если плотность глинистого раствора меньше 1800 кг/м^3 , то надо навинтить съемный груз и вести измерение по первой шкале. Если плотность раствора больше 1800 кг/м^3 , груз необходимо отвинтить и замер вести по второй шкале. Ареометр АГ-2 имеет аналогичные шкалы, но с пределами измерения от 900 до 2400 кг/м^3 .

Каждый новый ареометр перед началом работы, а в дальнейшем периодически, следует подвергать проверке. Проверка ареометра заключается в том, что в стакан наливают пресную воду; при навинченном грузе ареометр на первой шка-

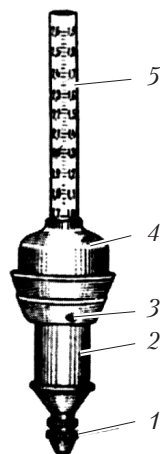


Рис. 8.1. Ареометр АГ-1: 1 — съемный груз; 2 — стакан для глинистого раствора; 3 — штифт; 4 — поплавок; 5 — градуировочная шкала

ле должен показать 1000 кг/м^3 ; допустимая погрешность показания $\pm 10 \text{ кг/м}^3$.

Замер ареометром типа АГ заключается в следующем. Ареометр обмывает водой для удаления с его поверхности присохших частиц глины и глинистого раствора. Поворотом поплавка 4 надо открыть штифт 3 и отделить стакан от поплавка, проверить чистоту стакана и поплавка. В стакан наливают испытуемый глинистый раствор до уровня отверстий; стакан следует держать вертикально. После этого стакан соединяют с поплавком — вставляют штифты на конусе поплавка в прорези затвора на конусе стакана и, поворачивая, соединяют их. При этом избыток раствора выдавливается из стакана. Соединив стакан с поплавком, смывают с поверхности ареометра выдавленный раствор; одновременно поддерживают собранный ареометр в вертикальном положении, чтобы испытуемая жидкость не вытекла через неплотности затвора. Ареометр, заполненный испытуемым раствором, опускают в ведро с чистой пресной водой. После того как ареометр пришел в равновесие, производят отсчет по шкале. По окончании замера ареометр разбирают и промывают.

Однако установлено, что при определении плотности глинистых и цементных растворов ареометрами типа АГ, как правило, получаются заниженные результаты. Это происходит из-за того, что плотность воды, в которую погружают ареометр, обычно больше 1000 кг/м^3 (ареометр АГ рассчитан на погружение в воду плотностью 1000 кг/м^3). Если плотность воды отличается от 1000 кг/м^3 на величину $\Delta\gamma_{\text{в}}$, то ареометр будет показывать плотность с ошибкой $\Delta\gamma_{\text{р}}$.

Техническая вода на буровой, а тем более в ведре, куда погружают ареометр, имеет естественную минерализацию и загрязнена. Для устранения возможных погрешностей при замерах В.В. Шульгин предложил конструкцию ареометра-поправки АПШ-1, представляющего металлический ареометр, плавающий в воде, в которую опускают ареометр АГ-1 или АГ-2 с исследуемым раствором. Показания снимают с обоих ареометров и суммируют.

Определение вязкости. Вязкость зависит от внутреннего трения жидкости. Для определения внутреннего трения предназначены специальные приборы — вискозиметры, но из-за сложности конструкции их в промысловых условиях не применяют. Вязкость

глинистых растворов определяют с помощью более простого прибора — стандартного полевого вискозиметра (СПВ). Время вытекания определенного объема глинистого раствора из СПВ характеризует вязкость раствора. Чем больше вязкость раствора, тем больше времени потребуется для его вытекания.

СПВ-5 (рис. 8.2) состоит из воронки 1, оканчивающейся калибровочной трубкой 2. Внутренний диаметр трубки 5 мм, длина 100 мм. В комплект вискозиметра входят мерная кружка 3 и сетка 4. Кружка разделена внутренней перегородкой на два отделения объемом 200 и 500 см³. Время истечения из вискозиметра 500 см³ воды составляет 15 с и называется *водным числом вискозиметра*.

Вязкость определяют следующим образом. Воронку и кружку промывают водой. На воронку накладывают сетку для удаления крупных частиц песка и комочков глины. В воронку через сетку, закрыв пальцем нижнее отверстие, наливают измерительной кружкой сначала 200 см³, а затем 500 см³ глинистого раствора. Измерительную кружку, предварительно промытую водой, подставляют под воронку отделением в 500 см³, затем снимают палец от нижнего отверстия трубки и по секундомеру засекают время. Время истечения глинистого раствора в кружку (до ее краев) в секундах и будет характеризовать вязкость раствора.

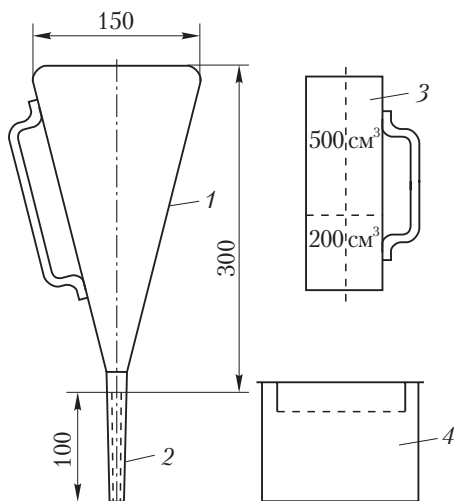


Рис. 8.2. Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5

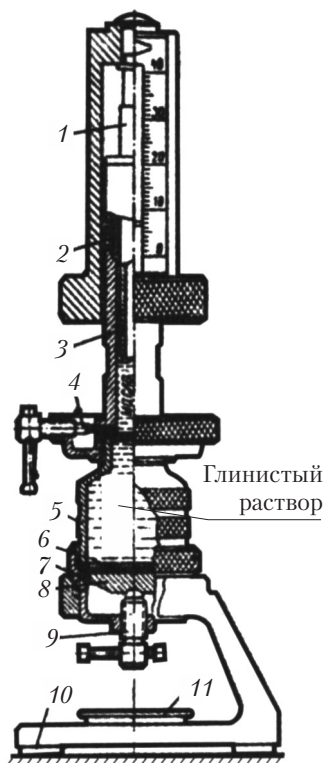


Рис. 8.3. Прибор для определения водоотдачи ВМ-6: 1 – плунжер; 2 – груз-шкала; 3 – цилиндр; 4 – игла; 5 – фильтрационный стакан; 6 – решетка; 7 – поддон; 8 – клапан; 9 – винт; 10 – кронштейн; 11 – чаша для фильтрата

Во избежание ошибки необходимо одинаковый объем раствора пропускать через воронку до тех пор, пока показания не станут одинаковыми. Периодически точность вискозиметра проверяют по водному числу.

Определение водоотдачи глинистых растворов. Водоотдачу определяют с помощью прибора ВМ-6, измеряя уменьшение объема пробы раствора в процессе фильтрации. Испытуемый раствор наливают в фильтрационный стакан 5 (рис. 8.3) с фильтром на решетке 6, закрытой клапаном 8.

На фильтрационный стакан навинчен цилиндр 3, в который заливают поверх раствора масло. В цилиндр входит плунжер 1 с грузом-шкалой 2, создающим давление 1 бар. Для установки шкалы прибора на нуль и спуска масла из цилиндра после определения водоотдачи в нижней части цилиндра имеется отверстие, перекрываемое иглой 4. После создания давления открывается клапан 8 и начинается фильтрация. Объем пробы раствора в фильтрационном стакане по мере фильтрации уменьшается, и плунжер под действием груза соответственно опускается. Количество фильтрата определяют по перемещению плунжера по шкале, градуированной в кубических сантиметрах.

Водоотдачу должны определять при температуре не ниже 10 °С, поскольку при низкой температуре водоотдача глинистого раствора уменьшается. К прибору прилагается комплект листков логарифмической бумаги (рис. 8.4). Так как зависимость водоотдачи от времени в логарифмических координатах имеет вид прямой линии, то

достаточно замерить величину водоотдачи через 3–5 и 10–15 мин. На логарифмической бумаге отмечают две точки, соответствующие водоотдаче в указанные промежутки времени, и соединяют их прямой линией. Пересечение этой прямой с линией, соответствующей времени фильтрации 30 мин, дает величину водоотдачи. Применение такого метода сокращает время определения водоотдачи.

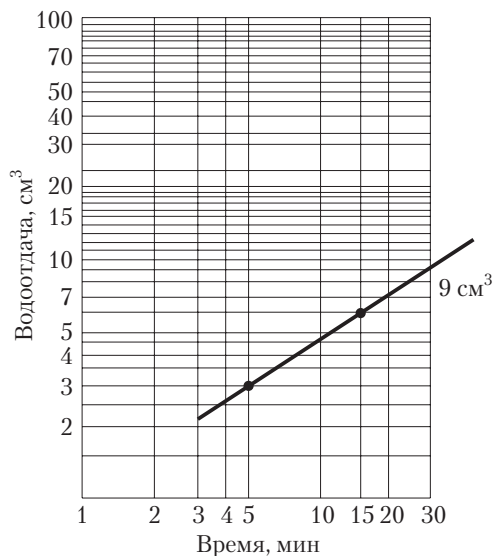


Рис. 8.4. Расчет водоотдачи по логарифмической бумаге

В связи с возрастанием глубин бурения появилась необходимость замерять водоотдачу глинистого раствора при высоких температурах. Водоотдачу при температурах до 200 °С и перепаде давления до 5 МН/м² определяют в лабораторных условиях на специальной установке (УИВ-1), разработанной Всесоюзным научно-исследовательским институтом комплексной автоматизации нефтяной и газовой промышленности (ВНИИКАнефтегаз). На этой установке величину водоотдачи измеряют при автоматическом поддержании перепада давления на фильтре и температуры в фильтрационной камере.

Определение толщины глинистой корки. Существуют два метода измерения толщины корки. Одним из них пользуются в по-

левых условиях: вынутый из прибора для определения водоотдачи фильтр с коркой глины помещают на стеклянную пластинку и толщину корки измеряют с помощью линейки.

В условиях стационарной лаборатории глинистых растворов для определения толщины корки используют прибор Вика.

Прибор Вика (рис. 8.5) состоит из цилиндрического стержня 1, свободно перемещающегося по втулке 5 и укрепленного на станине 8. Ось стержня перпендикулярна к плите 9 станины 8. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит пружинная защелка 6. На стержне укреплен указатель 3, а на станине шкала 4 с делениями от нуля до 40 мм. Положение указателя на стержне регулируется стяжным винтом 2. В нижнюю часть стержня ввинчен на резьбе наконечник — пестик Тетмайера диаметром 10 мм. Стеклопластиковую пластинку с помещенным на ней фильтром с коркой глины кладут на плиту 9. Перед тем как произвести замер, указатель прибора 3 устанавливают на нуль, а затем, придерживая стержень рукой, измеряют толщину корки в шести точках во взаимно-перпендикулярных направлениях. По данным шести замеров определяют среднюю толщину корки в миллиметрах.

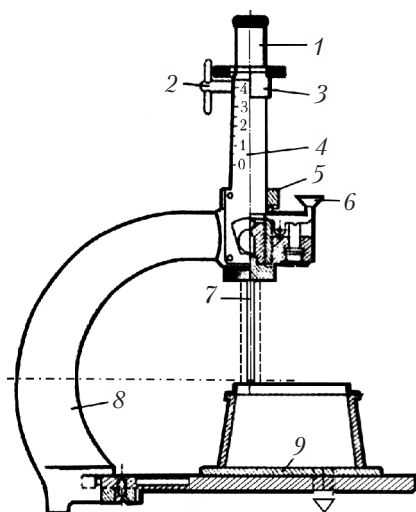


Рис. 8.5. Прибор Вика для определения толщины фильтрационной корки: 1 — цилиндрический стержень; 2 — стяжной винт; 3 — указатель прибора; 4 — шкала; 5 — втулка; 6 — пружинная защелка; 7 — игла с оправкой; 8 — станина; 9 — плита

Определение статического напряжения сдвига. Статическое напряжение сдвига определяется наименьшей силой, которую нужно приложить к телу, находящемуся в растворе и имеющему поверхность, равную 1 м^2 (1 см^2), чтобы сдвинуть его с места.

Статическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры застудневшего глинистого раствора. Эта величина переменная для данного глинистого раствора и зависит от времени, истекшего с момента перемешивания раствора.

Для определения статического напряжения сдвига пользуются специальным прибором СНС-2 (рис. 8.6). Принцип действия прибора основан на измерении усилия, возникающего на поверхности цилиндра, погруженного в соосный медленно вращающийся цилиндр, заполненный испытуемым глинистым раствором.

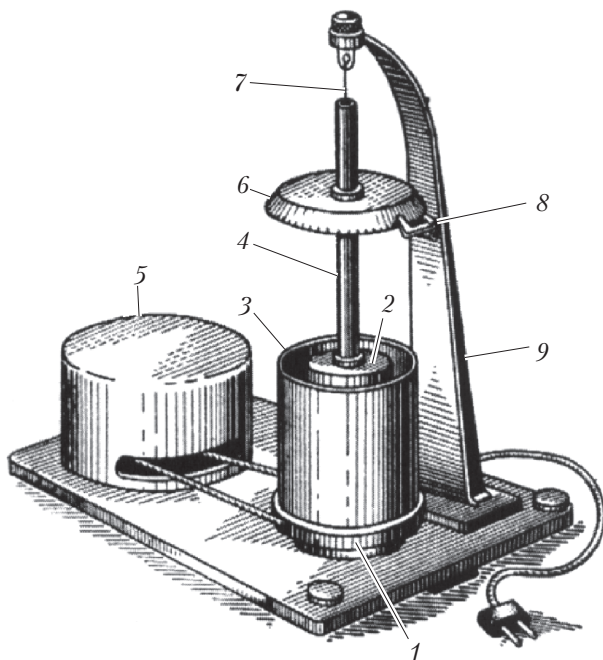


Рис. 8.6. Прибор СНС-2 для измерения статического напряжения сдвига: 1 – вращающийся столик; 2 – цилиндр; 3 – стакан; 4 – трубка для защиты проволоки; 5 – электродвигатель с редуктором; 6 – диск калибровочный; 7 – стальная проволока; 8 – указатель; 9 – стойка

Техника работы с прибором следующая. В стакан 3 наливают 120 см³ предварительно хорошо перемешанного глинистого раствора. При этом надо следить, чтобы уровень раствора в стакане совпадал с верхним основанием цилиндра 2 после его погружения в раствор. Нулевое деление калибровочного диска 6 устанавливают против указателя 8. Затем раствор оставляют в покое на 1 мин, после чего включают электродвигатель 5, который через передачу медленно вращает столик 1 и установленный на нем стакан с глинистым раствором. Вследствие взаимодействия между стенками цилиндра и жидкостью подвесной цилиндр 2 вращается вместе с жидкостью, а стальная проволока, на которой подвешен цилиндр, закручивается и оказывает сопротивление его вращению. Когда сила сопротивления, стремящаяся вернуть проволоку в исходное положение, станет равна предельному статическому напряжению сдвига, умноженному на величину соприкасающейся с жидкостью поверхности цилиндра, наступает равновесие двух противоположно направленных сил, и вращение цилиндра прекращается. Структура раствора в результате перемещения частиц, прилегающих к поверхности цилиндра, несколько нарушается, и проволочка начинает раскручиваться, перемещая цилиндр в обратном направлении. В момент начала вращении в противоположную сторону цилиндра 2 измерение считается законченным; отсчет производится по шкале диска в градусах. После этого осторожно возвращают нуль шкалы диска к указателю.

По истечении 10 мин по секундомеру производят второе измерение, чтобы определить тиксотропию глинистого раствора. Каждое измерение от момента пуска электродвигателя до момента остановки подвесного цилиндра не должно продолжаться более 1 мин, чему соответствует максимальный отсчет в 70°. Результаты измерения в градусах переводят в Н/м² (мГ/см²) умножением на соответствующий данной нити коэффициент, приведенный в паспорте, прилагаемом к каждому прибору.

Определение содержания песка и недиспергированных частиц шлама. Под этим параметром принято понимать количество (объем) осадка, образующегося в специальном отстойнике, при нахождении в нем разжиженного глинистого раствора. Отстойники могут быть различной конструкции. На промыслах распространены отстойник-мензурка Лысенко и металлический отстойник ОМ-1.

Отстойник-мензурка Лысенко (рис. 8.7) представляет собой стеклянный сосуд, градуированный до 500 см^3 с пробкой в верхней части. В мензурку наливают 50 см^3 испытуемого глинистого раствора и доливают водой до общего объема 500 см^3 . Мензурку закрывают пробкой. Смесь глинистого раствора и воды взбалтывают, мензурку устанавливают в штативе в вертикальном положении. По истечении 1 мин покоя по шкале в нижней части мензурки отсчитывают количество осевшего песка. Для определения количества песка (в %) полученное по шкале число умножается на 2, т.е. находят объем песка не в 50 см^3 , а в 100 см^3 глинистого раствора.

Металлический отстойник ОМ-1 (рис. 8.8) имеет объем 550 см^3 , диаметр 60 мм, объем стеклянной бюретки 10 см^3 , оцифрованные деления — через 1 см^3 , цена деления $0,1 \text{ см}^3$. Отстойник снабжен кружкой, разделенной на две части: одна емкостью 450 см^3 для воды, другая емкостью 50 см^3 для исследуемой промывочной жидкости. Измерения с использованием ОМ-1 проводятся в таком же порядке, как и при работе с отстойником-мензуркой Лысенко.

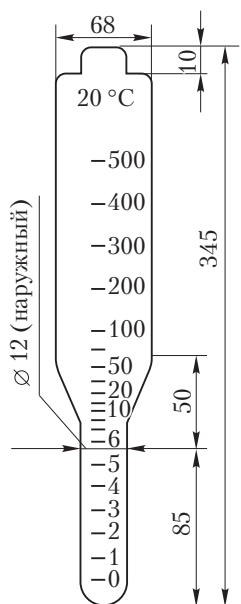


Рис. 8.7. Отстойник-мензурка Лысенко

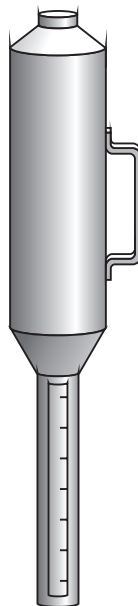


Рис. 8.8. Отстойник ОМ-1

Определение стабильности. Под стабильностью глинистого раствора понимается способность сохранять плотность. Стабильность глинистого раствора определяют двумя методами.

Один из них — *метод суточного отстоя*, когда определяют количество отделившейся от глинистого раствора воды в мерном цилиндре емкостью 100 см³ через 24 ч. Другой метод — определение стабильности по разности плотностей глинистого раствора, залитого в верхнюю и нижнюю половины специального цилиндра емкостью 500 см³ (рис. 8.9). Стабильным считается тот раствор, у которого эта разность не больше 0,02; для утяжеленных растворов она должна быть не больше 0,06.

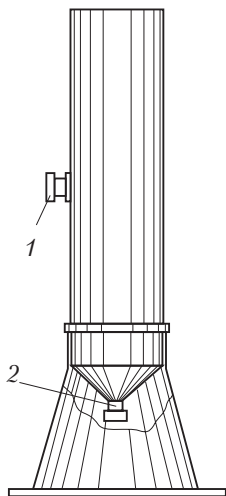


Рис. 8.9. Цилиндр для определения стабильности:
1 — боковой отвод;
2 — нижний отвод

Определение pH. Одной из характеристик глинистых растворов является концентрация водородных ионов в них. В 1 л воды при 22 °С содержится 10⁻⁷ г ионов водорода. Если дисперсионная среда раствора кислая, то концентрация ионов водорода будет больше 10⁻⁷ г/л, если щелочная, то меньше этой величины.

Регулируя pH раствора, можно увеличить его стабильность, скорость застудневания и т.д. В глинистых растворах тиксотропные свойства наиболее ярко проявляются при pH 8–10.

Значения pH определяют с помощью индикатора или pH-метра. В качестве индикатора обычно используют лакмусовую бумагу. Применение индикатора затруднительно из-за непрозрачности глинистых растворов. Для точных измерений используют pH-метры.

Определение липкости глинистой корки. Большое значение для бурения скважин наряду с толщиной и плотностью глинистых корок имеет также их липкость, являющаяся одной из причин прихватов буровой колонны. К сожалению, неоднократные попытки ввести в практику исследования буровых растворов определение этого параметра вследствие несовершенства предложенных методов и конструкций приборов результатов пока не дали.

Определение содержания газа в глинистом растворе. При бурении скважин важно знать, заключается ли в выходящем из скважин глинистом растворе воздух или нефтяной газ. Для определения природы газа в глинистом растворе используют прибор Жуховицкого (рис. 8.10).

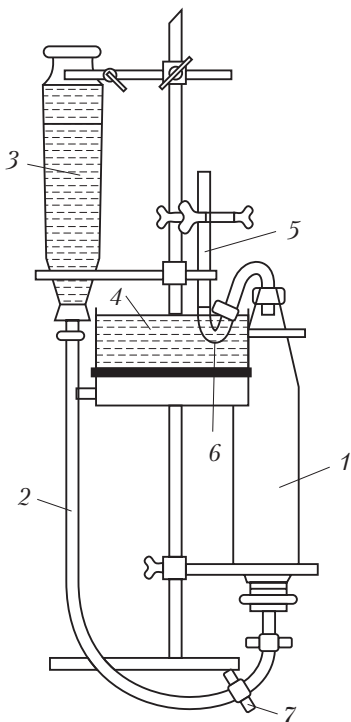


Рис. 8.10. Прибор Жуховицкого для определения содержания и состава газа в глинистом растворе

Прибор состоит из газоделиителя 1, который на $3/4$ объема наполняют глинистым раствором и заливают доверху водой. Смесь воды и глинистого раствора тщательно взбалтывают, при этом пузырьки газа поднимаются и занимают верхнюю часть газоделиителя. С помощью трубки 2 газоделиитель соединяется с напорной колонкой 3, предварительно наполненной водой. В чашку 4, наполненную на $3/4$ водой, погружают также наполненную водой опро-

кинутую пробирку 5, под которую подводят наконечник отводной трубочки 6. Поворотом гайки зажима 7 трубочка 6 открывается, в результате чего газ начинает поступать из газоотделителя в пробирку. После наполнения газом пробирку закрывают пальцем и, повернув кверху, подносят к зажженной лучине. Если пробирка наполнена нефтяным газом, то он вспыхивает.

Во всех конторах бурения (экспедициях) должен проводиться круглосуточный контроль за изменениями параметров глинистого раствора в процессе бурения каждой скважины. Этот контроль организывают и осуществляют специальные лаборатории. В каждой конторе бурения (экспедиции), производящей одновременное бурение нескольких скважин, есть стационарная лаборатория, на которую возлагается:

- определение качества применяемых глин, воды, реагентов, утяжелителей и цементов;
- подбор рецептур глинистого раствора, обеспечивающих нормальную проводку скважин;
- контроль за качеством глинистого раствора и выдача соответствующих практических указаний по изменению его рецептуры.

Для ответственных буровых в лаборатории ведется повахтенный контроль за качеством промывочной жидкости, а для остальных — качество промывочной жидкости проверяется раз в сутки. Пробы доставляют с буровых в закрытых ведерках емкостью 2,0–2,5 л. На ведерке должна быть бирка с указанием номера буровой, даты взятия пробы и глубины замера.

В настоящее время очень широко применяют переносные лаборатории, предназначенные для оперативного контроля за качеством глинистого раствора непосредственно на буровой, разрабатываются автоматические установки для непрерывного контроля параметров глинистого раствора.

8.1.3. Функции глинистых растворов при бурении в нормальных и осложненных условиях

Глинистые растворы выполняют функции, не присущие другим видам промывочных жидкостей — это способность глинизировать стенки ствола скважины и удерживать частицы выбуренной поро-

ды во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции. Рассмотрим, как протекают эти процессы.

Глинистый раствор в скважине находится под давлением, равным весу столба раствора. В стенках скважины имеются поры и трещины и в них под давлением просачивается глинистый раствор. При этом мелкие частицы глины оседают на поверхности трещин, а вода впитывается (отфильтровывается) в стенки скважины. Постепенно толщина слоя осевших частиц увеличивается и трещины забиваются так плотно, что вода уже не может проходить дальше. В результате стенки скважины покрываются тонкой коркой из слипшихся частиц глины.

Образование тонкой корки возможно при использовании высококачественных глинистых растворов (рис. 8.11, *а*). Корка выполняет ряд очень важных функций: она препятствует уходу фильтра-та из раствора в пласт, закупоривает все поры и трещины в стенках скважины, отчего стенки становятся прочными и не обваливаются, а также задерживает проникновение воды, нефти и газа из различных пластов в скважину.

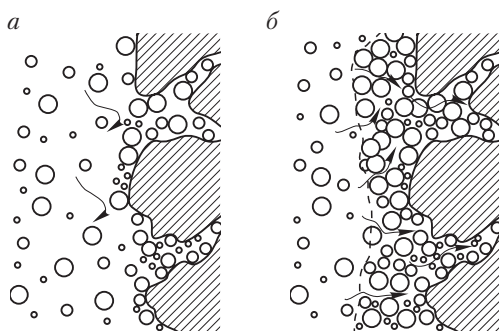


Рис. 8.11. Образование глинистых корок:

а — тонкой при использовании коллоидного глинистого раствора; *б* — толстой при использовании неколлоидного глинистого раствора (белые кружки обозначают частицы суспензии; точки — коллоидные частицы; породы стенок скважины заштрихованы)

При использовании некачественных глинистых растворов, т.е. растворов с крупными частицами, которые не могут проникать глубоко в трещины и поры, частицы суспензии остаются на стен-

ках скважины (рис. 8.11, б). При этом между крупными частицами имеются проходы, через которые вода проникает глубже и глубже в пласты, а на стенке скважины осаждаются новые частицы, образуя толстую и рыхлую водонепроницаемую корку. Эта корка значительно уменьшает кольцевое пространство между стенками скважины и бурильными трубами.

Толстая корка легко разрушается, часто отрывается от стенок скважины и, налипая на трубы и долото, образует сальники, способствующие затычкам и прихватам бурильной колонны. Проникновение большого количества отфильтрованной воды в пласт вызывает размыв породы и обвалы, что часто приводит к тяжелым авариям.

Во избежание осложнений и аварий очень важно, чтобы из глинистого раствора, находящегося в скважине, не выпадали частицы выбуренной породы в период прекращения циркуляции. Поэтому необходимо, чтобы глинистый раствор содержал в достаточном количестве коллоидную фракцию, способную удерживать обломки выбуренной породы во взвешенном состоянии в жидкости, находящейся в покое; коллоидный раствор обладает тиксотропными свойствами, т.е. препятствует коагуляции.

В процессе бурения в зависимости от конкретных условий (литологии разбуриваемых пород, давления в проходимых пластах, темпов бурения и т.п.) необходимо регулировать качество и количество глинистого раствора, закачиваемого в скважину в единицу времени.

Количество промывочной жидкости, закачиваемой в единицу времени, должно обеспечивать полное удаление с забоя и вынос на поверхность всех выбуриваемых частиц породы. При недостаточной скорости восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве крупные частицы выбуренной породы остаются на забое; в этом случае породы будет выбуриваться больше, чем раствор способен увлечь с собой на поверхность, в результате раствор загустится и образуются сальники, которые могут вызвать прихват бурильной колонны.

Глинистые растворы, применяющиеся при нормальных (неосложненных) условиях бурения, должны иметь следующие параметры: вязкость по СПВ-5 не более 30 с, статическое напряжение

сдвига (СНС) через 1 мин не более $5 \cdot 10^{-8}$ Н/м² (50 мГ/см²), водоотдача не более 10 см³ за 30 мин, содержание песка 1–2 %.

При бурении скважин очень часто возникают всевозможные осложнения. Основными из них являются поглощение промывочной жидкости, выбросы и обвалы. Эти осложнения не возникают обособленно — развитие одного из осложнений может стать причиной появления других. Так, например, поглощение промывочной жидкости, сопровождающееся снижением гидростатического давления на стенки скважины, создает благоприятные условия для газонефтяных и водяных выбросов, а также обвалов и оспей вышележащих пород.

При бурении в осложненных условиях изменяются требования к глинистому раствору, который должен обладать качеством, позволяющим предотвратить возможные осложнения или ликвидировать их в самом начале.

Для предупреждения и борьбы с поглощениями промывочной жидкости глинистый раствор должен иметь минимальную плотность и обладать достаточными вязкостью, начальным напряжением сдвига и тиксотропностью. Одним из основных мероприятий по предупреждению обвалов стенок скважины и газонефтепроявлений является своевременное увеличение плотности глинистого раствора до необходимых значений.

Перечисленным довольно строгим требованиям обычный глинистый раствор, содержащий только воду и глину, хотя бы даже и коллоидальную, не удовлетворяет. При бурении в осложненных условиях необходима физико-химическая обработка глинистых растворов.

Для обработки глинистых растворов применяется несколько сотен (в США различные фирмы поставляют более 500) различных реагентов (рис. 8.12). Широкое применение получили гуматные реагенты: углещелочной реагент (УЩР), торфощелочной реагент (ТЩР) и др. Эти реагенты поставляются в виде порошков. Технология подготовки большинства реагентов проста и заключается в растворении их в воде. После растворения реагент вводят в глинистый раствор.

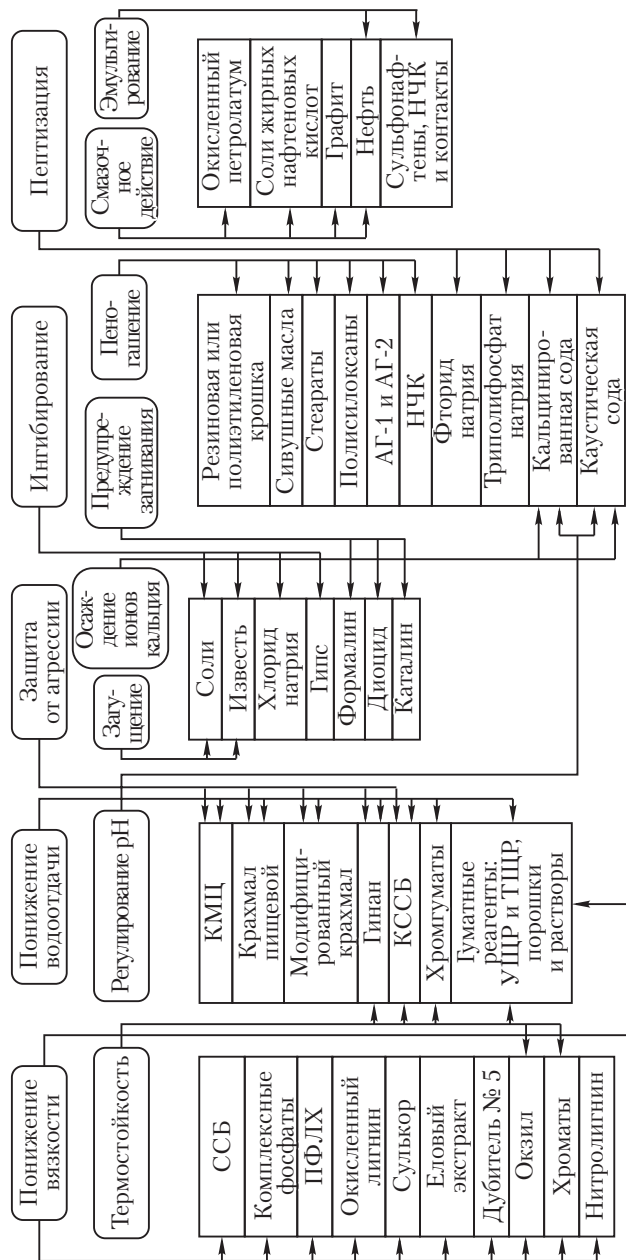


Рис. 8.12. Химические реагенты, применяемые для обработки промысловых растворов

(схема составлена ВНИИБТ):

ССБ — сульфитспиртовая барда; ПФЛК — полифенол-лесохимический; КМЦ — карбоксиметилцеллюлоза; КССБ — комбинированный реагент сульфитспиртовой барды; НЧК — нейтрализованный черный концентрат

8.1.4. Специальные глинистые растворы

Утяжеленные глинистые растворы. Для предотвращения осложнений, связанных с нарушением целостности ствола скважины и возможными газонефтепроявлениями, возникает необходимость существенно повышать плотность глинистого раствора (до 2200–2400 кг/м³). Получить растворы с такой плотностью увеличением концентрации глинистой породы в промывочной жидкости невозможно. Поэтому в глинистые растворы вводят материалы с большой плотностью, которые называют **утяжелителями**, и таким образом повышают плотность глинистого раствора до требуемых величин. Применяемые утяжелители в зависимости от их плотности можно разделить на две группы. К первой группе относятся материалы с плотностью 2600–3500 кг/м³ (например, малоколлоидные глины, мергели, мел, известняк). Они обладают незначительной утяжеляющей способностью и могут обеспечить повышение плотности только до 1700 кг/м³, поэтому их расходуют в больших количествах. Это приводит к повышению содержания твердой фазы в буровых растворах и снижает эффективность бурения, поэтому утяжелители первой группы целесообразно использовать только при отсутствии более эффективных утяжелителей.

Ко второй (основной) группе утяжелителей относятся материалы с плотностью 3500–5300 кг/м³ (например, барит, железистые и сидеритовые утяжелители). Наилучшим из них является барит.

Для бурения поставляются технические сорта барита, содержащие различные примеси (кремнезем, известняк, доломит и др.). Железистый утяжелитель (гематит, магнетит, пирит) имеет ряд недостатков (высокая абразивность, высокое содержание водорастворимых солей), которые ухудшают качество бурового раствора и снижают технико-экономические показатели бурения. Сидеритовый утяжелитель (FeCO₃) является кислоторастворимым, что выгодно отличает его от других утяжелителей.

В отдельных случаях возникает потребность использовать утяжелители с плотностью более 5300 кг/м³, например, для предотвращения сужения ствола скважины в результате аномально высоких пластовых давлений, течения солей. Утяжелители этой группы —

галенит (PbS), или свинцовый блеск, феррофосфор, свинцовый сурик (Pb₃O₄), ферросилиций и ферромарганец.

Рассмотрим **процесс утяжеления** более подробно. В глинистый раствор вводят мелко раздробленное вещество — утяжелитель. В результате добавки утяжелителя увеличивается число твердых частиц в растворе и, следовательно, повышается его вязкость; если вязкость выше нормы, утяжеленный раствор разбавляют водой. Однако при этом показатель фильтрации раствора может сильно повыситься, а плотность снизиться, поэтому раствор предварительно обрабатывают понизителем водоотдачи. Увеличение вязкости раствора происходит не только вследствие увеличения числа частиц; вместе с частицами утяжелителя, если они плохо смачиваются водой, в раствор попадает большое число пузырьков воздуха. Получается перебитый раствор, т.е. раствор с большой вязкостью и недостаточной плотностью. Устранить это можно двумя способами:

- заранее смочить утяжелитель водой или реагентом;
- обработать раствор понизителями водоотдачи для улучшения смачиваемости частиц глины и утяжелителя.

Перед вступлением в зону осложнений на буровой обязательно должен быть запас утяжелителя и химических реагентов в объемах, обеспечивающих получение утяжеленного раствора согласно ГТН.

Полимерглинистые и безглинистые растворы. Одна из важных задач — разработка рецептур буровых растворов для массового бурения, применение которых повышало бы механическую скорость проходки при минимальных затратах материалов и химических реагентов на приготовление буровых растворов и регулирование их показателей. К таким растворам относятся буровые растворы с низкой концентрацией твердой фазы — полимерглинистые и безглинистые. Существенное отличие этих растворов от обычных глинистых растворов — незначительное (3–5 %) содержание твердой (глинистой) фазы или полное ее отсутствие. Основой таких растворов являются полимерные реагенты: различные модификации целлюлозы, производные акриловых полимеров и биополимеры, а также сополимеры.

Полимеры, применяемые для приготовления и обработки буровых растворов, относятся к полиэлектролитам, в молекуляр-

ной цепи которых имеются различные функциональные группы. Одним из важнейших свойств полимеров является способность полностью или частично флокулировать¹ дисперсные частицы различного минералогического состава.

В качестве *флокулянтов* частиц выбуренной породы используют полимеры, выпускаемые в виде геля, жидкости и порошка. На буровой заблаговременно готовят водный 0,1–0,5%-ный раствор полимера. Для растворения жидких и порошкообразных полимеров используют глиномешалку или цементировочный агрегат. Для предупреждения образования комков из склеивающихся частиц полимера и повышения скорости растворения полимер добавляют постепенно, равномерно распределяя его в объеме перемешиваемой жидкости. Для растворения гелеобразного полимера необходимо использовать цементировочный агрегат. Применение в этом случае глиномешалки неэффективно из-за низкой частоты вращения лопастей.

К положительным свойствам полимерглинистых и безглинистых растворов относятся:

- отсутствие или низкое содержание твердой фазы;
- хорошие смазывающие и ингибирующие свойства;
- селективное флокулирующее действие по отношению к дисперсной фазе;
- возможность регулирования фильтрационных свойств в широких пределах в зависимости от задач бурения.

В отечественной и зарубежной практике бурения широко применяются полимерглинистые и безглинистые растворы на основе полиакриламида, гидролизованного полиакрилонитрила и биополимеров.

Ингибированные буровые растворы. Растворы этого типа характеризуются тем, что в них создаются условия, препятствующие набуханию и диспергированию содержащейся в них глины. Наибольшее распространение получили кальциевые ингибированные буровые растворы: известковые и гипсовые.

Известковые растворы представляют собой сложные системы, в которые кроме глины и воды входят четыре обязательных ком-

¹ Флокуляция — объединение коллоидных частиц в рыхлые хлопьеподобные агрегаты.

понента: известь, каустик, понизитель вязкости и защитный реагент — понизитель показателя фильтрации. Помимо этого в составе могут быть добавки специального назначения (нефть или дизельное топливо, утяжелитель и др.). Известь, которую обычно добавляют в количестве 0,2–1,5 %, является основной ингибирующей добавкой, действующей непосредственно на глину и изменяющей ее свойства. Щелочь добавляют для снижения растворимости извести. Кроме того, присутствие щелочи в известковом растворе активизирует процессы, усиливает действие реагентов — понизителей вязкости и водоотдачи.

В *гипсовых растворах* ингибирование осуществляется за счет добавок гипса или алебастра с доведением содержания кальция в растворе до 3000 мг/л. Для регулирования вязкости таких растворов используют хромлигносульфаты, водоотдачи — карбоксиметилцеллюлозу. Гипсовые растворы отличаются термостойкостью (устойчивы до 160–180 °С) и применяются при разбурировании неустойчивых глинистых отложений при высокой температуре.

Солестойкие буровые растворы. Растворы этого типа характеризуются устойчивостью к действию солей, попадающих в буровой раствор в процессе разбурирования пластов, насыщенных высокоминерализованными водами, а также интервалов, сложенных различными солями (каменной солью, сильвинитом, бишофитом и т.д.). Наиболее простым солестойким раствором является насыщенный раствор поваренной соли или пластовая высокоминерализованная вода, содержащая не менее 25 % солей. Солестойкие буровые растворы используют в том случае, когда нельзя применить безглинистые растворы.

Нейтрализация сероводорода в буровом растворе. Наиболее радикальным средством предупреждения сероводородной агрессии в процессе бурения является нейтрализация сероводорода в скважине, что достигается введением в буровой раствор нейтрализаторов. В настоящее время для нейтрализации сероводорода наиболее широко используют реагенты на основе оксидов железа (оксидин, ЖС-7). Часто при бурении в условиях сероводородной агрессии применяют растворы на нефтяной основе. Следует иметь в виду, что безглинистые буровые растворы менее подвержены сероводородной агрессии, чем глинистые растворы.

Использование воды в качестве

8.2. промывочной жидкости

В некоторых нефтяных районах в качестве промывочной жидкости с успехом используется вода, что возможно при выполнении следующих условий:

- устойчивость и высокая сопротивляемость разбурываемых горных пород размывающему действию потока промывочной жидкости;

- наличие буровых насосов, позволяющих создавать высокие скорости восходящего потока воды в затрубном пространстве;

- бесперебойное снабжение технической водой, так как расход воды составляет от 3,55 до 5 м³ на 1 м проходки, а по отдельным скважинам — до 10 м³.

Для определения устойчивости стенок скважин при бурении вводят коэффициент обвалообразования

$$K_{об} = \frac{V_{ф}}{V_{т}},$$

где $V_{ф}$, $V_{т}$ — фактический и теоретический объем ствола скважины.

Фактический объем ствола скважины определяют, измеряя площадь кавернограммы планиметром. Отношение этой площади к площади, ограниченной номинальным диаметром скважины (долота), дает величину $K_{об}$. Бурение на воде возможно, если $1 < K_{об} < 3$, а при $K_{об} > 3$ использование воды может привести к опасным последствиям.

Технико-экономические показатели при бурении скважин с использованием воды в качестве промывочной жидкости улучшаются благодаря следующим основным ее преимуществам по сравнению с глинистым раствором:

- при бурении с промывкой забоя водой возможно увеличение мощности на долоте. Переход с глинистого раствора на воду позволяет повысить производительность насосов в результате уменьшения плотности и вязкости прокачиваемой жидкости при неизменной величине допустимого рабочего давления на выкиде насосов;

- улучшается работа буровых насосов и гидравлических забойных двигателей, а также уменьшается расход запасных частей к

ним, поскольку вода содержит меньше шлама и песка по сравнению с глинистым раствором, так как при прохождении через очистную систему частицы выбуренной породы почти полностью выпадают в осадок.

Существенный недостаток воды — непригодность для вскрытия и бурения продуктивных нефтяных и газовых горизонтов, особенно с пониженным давлением. Проникая в нефтяные и газовые пласты, вода сильно затрудняет и усложняет их освоение, является причиной уменьшения возможного дебита нефти и газа. Вскрываемые водой пласты небольшой продуктивности и низкого давления в ряде случаев освоить вообще не удастся.

Для некоторого ослабления вредного влияния воды на продуктивный пласт к ней добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ), что приводит к снижению поверхностного натяжения на границе с нефтью и уменьшению сил молекулярного взаимодействия поверхности порового пространства с водой (фильтратом промывочных жидкостей). Благодаря снижению поверхностного натяжения вода, поступающая в продуктивные пласты, диспергируется на мелкие капли, что приводит к более легкому ее вытеснению из призабойной зоны.

Бурение скважины с промывкой водой допускается при наличии устойчивых пород по всему разрезу ствола скважины или в большей его части, нефтяных горизонтов с большим пластовым давлением в незакрепленной части ствола, а также сильно дренированных нефтяных объектов. Интервалы бурения с промывкой водой должны быть указаны в ГТН. Глубина спуска направления и кондуктора устанавливается с учетом предохранения устья от размыва, а также перекрытия неустойчивых пород и зон катастрофических поглощений. Иногда при устойчивых породах разрешается ограничиться одним направлением без спуска кондуктора.

Во избежание прихвата инструмента надо следить за чистотой промывочной жидкости (воды), подаваемой в скважину, не допуская ее загрязнения, для чего необходимо:

- вести бурение с промывкой водой при одновременной работе не менее двух насосов, обеспечивающих подачу промывочной жидкости не менее 55–58 л/с;

- иметь на буровой постоянный запас воды, достаточный для замены загрязненной промывочной жидкости, не следует допу-

скасть загрязнения воды до состояния «цвета молока», надо добавлять воду в циркулирующую жидкость в начале желобной системы;

□ обеспечивать полную очистку воды от частичек выбуренной породы с помощью циркуляционной системы.

Не разрешается бурить скважину со ступенчатым стволом, так как ствол, имеющий больший диаметр, загрязняется.

Во избежание заклинивания нового долота нижний интервал скважины (6–8 м), в зависимости от величины углубления ее предыдущим долотом и состояния выработки долота по диаметру, нужно проработать новым долотом при пониженной нагрузке.

В случае выхода из строя одного из буровых насосов необходимо прекратить бурение, а бурильную колонну поднять на максимально возможную высоту в зависимости от длины ведущей трубы. Во время ремонта насоса следует периодически расхаживать бурильную колонну с проворачиванием ее и не прекращать промывку скважины вторым насосом. При появлении затяжек, необходимости ремонта обоих насосов, а также при других длительных остановках бурильную колонну поднимают из скважины.

Существует два метода перехода с промывки скважины водой на промывку глинистым раствором:

□ переход осуществляется постепенно путем равномерного по времени добавления глинистого раствора в промывочную жидкость без прекращения бурения;

□ переход осуществляется путем единовременной замены циркулирующей в системе воды глинистым раствором.

Постепенный переход на глинистый раствор происходит обычно в течение 2–4 суток. За это время уменьшается эффективность бурения по сравнению с бурением с промывкой водой, снижаются механические скорости и проходка на долото. При единовременной замене промывочной жидкости время проведения операции значительно меньше и занимает несколько часов. Во избежание поглощения глинистого раствора перед заменой воды следует самым тщательным образом зацементировать все зоны ухода раствора.

Перед подъемом бурильной колонны для смены долота скважину промывают до полного удаления выбуренной породы. Бурильную колонну поднимают из скважины при непрерывном заполнении ее из самотечного чана путем подачи жидкости буровым насосом. В зимнее время, чтобы вода в нагнетательной линии не

замерзла, при подъеме и спуске бурильной колонны промывку производят через ведущую трубу, спущенную в шурф. В случае появления затяжек во время подъема бурильной колонны необходимо навинтить ведущую трубу и промыть скважину при максимальной подаче жидкости насосами. При следующем спуске бурильной колонны следует проработать ствол скважины в интервале затяжки. При интенсивных проявлениях пласта в процессе бурения воду заменяют глинистым раствором.

8.3. Буровые растворы на нефтяной основе

К буровым растворам на нефтяной основе (РНО) относятся трехфазные системы: дисперсионной средой являются нефтепродукты (сырая нефть, дизельное топливо), дисперсной фазой — битумы, органофильные глины и наполнители (утяжелитель, мел, асбест, твердые дисперсные материалы и др.), а также эмульгированная вода различной минерализации. К РНО относятся как нефтяные растворы, содержащие до 5–10 % воды, так и эмульсии, содержание воды в которых может достигать до 95 %.

Основные преимущества растворов на нефтяной основе:

- они не снижают продуктивности пластов;
- обеспечивают возможность бурения в неустойчивых, набухающих или расширяющихся в водной среде породах;
- предотвращают сальникообразование и прихваты инструмента;
- обладают смазочными свойствами, что облегчает спуско-подъемные операции и снижает возможность аварий;
- они неэлектропроводные и предохраняют инструмент от коррозии.

К недостаткам РНО относятся:

- невозможность проведения стандартного электрокаротажа;
- трудность регулирования их структурно-реологических свойств;
- существенная зависимость вязкостных и тиксотропных свойств от температуры и давления, что затрудняет поддержание необходимого уровня структурообразования на забое;

- трудность поддержания свойств при попадании воды и других загрязняющих добавок;
- отрицательное влияние на резиновые детали, контактирующие с раствором;
- сложность приготовления.

Эмульсионные глинистые растворы. *Эмульсия* — это двухфазная система, состоящая из мельчайших капелек «масла» в воде или мельчайших капель воды, распределенных в «масле». Под «маслом» подразумевается любое органическое вещество, в частности нефть и нефтепродукты.

Если смешиваются только вода и «масло», то образующиеся при перемешивании капельки после прекращения размешивания будут сливаться (коалесцировать), образуя отдельные слои. Этого не произойдет, если к смеси «масла» и воды добавить в небольшом количестве *эмульгатор* — вещество, которое, распределяясь на поверхности капель, уменьшает поверхностное натяжение и вызывает отталкивание капель. Эмульсионные глинистые растворы отличаются от обычных присутствием в системе дополнительного компонента в виде мельчайших капелек нефти или продуктов ее переработки.

Эмульсионные глинистые растворы можно готовить из самых различных исходных глинистых растворов. В качестве эмульгаторов используют крахмал, натриевую карбоксиметилцеллюлозу, бентонит, лигнины, натриевые, калиевые и алюминиевые соли высших жирных кислот и другие вещества. У большинства глинистых растворов эмульгатором является само глинистое вещество, поэтому эмульсия может образоваться и без добавления специального эмульгатора. Однако в этих случаях периодическое добавление эмульгаторов необходимо для получения более устойчивой эмульсии.

Нефть и эмульгатор вводятся в глинистый раствор по специальной линии, подводящей «масло» к приему бурового насоса. При такой подаче обеспечивается лучшее перемешивание и, следовательно, эмульгирование раствора. Добавлять нефть и эмульгатор в раствор следует после спуска нового долота на забой и сразу после наращивания буровой колонны, чтобы не прерывался процесс эмульгирования.

Химическая обработка эмульсионного раствора во время его приготовления в процессе бурения производится обычным способом. В зависимости от заданных параметров (плотность, водоотдача, структурно-механические свойства) содержание нефтяного компонента в эмульсионном растворе может колебаться от 8 до 50 %.

Для интенсивного эмульгирования вводимых в глинистый раствор нефтяных компонентов применяются диспергаторы различных конструкций.

Нефтяные растворы. Для бурения в осложненных условиях, а главным образом для вскрытия продуктивных пластов, применяют промывочные жидкости на неводной основе, в которых дисперсионной средой являются нефтепродукты.

В странах СНГ находят применение два вида нефтяных растворов:

□ с дизельным дистиллятом или дизельным топливом (дисперсионная среда), стабилизированный натриевым мылом окисленного парафина. Состав такого раствора: 10–20 % битума; 1,5–3,0 % натриевого мыла окисленного парафина; 0,7–1,5 % едкого натра; 1,5 % воды; остальное (до 100 %) — нефтяная основа;

□ на основе дистиллятных нефтепродуктов (дисперсионная среда), стабилизированный натриевым мылом окисленного петролатума. Состав такого раствора: 2–5 % натриевого мыла окисленного петролатума; 15–25 % окисленного битума; остальные компоненты — те же и в том же количестве, что и в растворе с дизельным дистиллятом.

Плотность растворов на нефтяной основе может изменяться в широком диапазоне: неутяжеленный раствор обычно имеет плотность 900 кг/м^3 , при утяжелении она может быть доведена до $2200\text{--}2500 \text{ кг/м}^3$.

Процесс приготовления раствора на нефтяной основе заключается в растворении битума и окисленного нефтепродукта (петролатума или парафина) в дисперсионной среде (дизельном топливе, дистиллятных нефтепродуктах).

Вязкость и статическое напряжение сдвига раствора на нефтяной основе регулируются изменением концентрации химических реагентов, в качестве которых выступают мыла, а также концентрации твердой фазы — частиц битума. Добавление в систему органи-

ческих кислот разжижает раствор, а добавление щелочи оказывает противоположное действие: вязкость раствора увеличивается.

Одним из основных преимуществ растворов на нефтяной основе является их незначительная фильтрация через пористые породы, а нередко фильтрация отсутствует.

При бурении с использованием РНО необходимо применять детали, изготовленные из резины специальных нефтестойких сортов. Поскольку нефтепродукты, используемые для приготовления растворов, не проводят электрический ток, возникают затруднения во время проведения электрометрических работ. Растворы на нефтяной основе дороги, поэтому при бурении в обвязке буровых насосов предусматриваются дополнительные сооружения для предупреждения потерь раствора (крытая циркуляционная система, соответствующее оборудование устья скважины, позволяющее собрать раствор в случае переливания его через устье, и т.п.). Особую осторожность следует проявлять в связи с легкой воспламеняемостью нефтяной основы, поэтому при работе с этими растворами требуется строгое соблюдение всех правил противопожарной безопасности и проведение необходимых профилактических мероприятий.

Бурение скважин с очисткой забоя воздухом или газом. Аэрированные промывочные жидкости и пены

8.4.

В мировой практике широкое распространение получил способ бурения скважин с очисткой забоя воздухом или газом, отличающийся от бурения с промывочной жидкостью тем, что вместо бурового раствора применяют газообразный циркулирующий агент.

В качестве циркулирующего агента для неглубоких скважин, в которых исключена возможность встречи в разрезе газоносных или нефтеносных пластов, используют сжатый воздух, подаваемый в скважину от установленных на поверхности компрессоров, или применяют аэрированную промывочную жидкость. Если при бурении необходимо вскрывать газоносные или нефтяные пласты, то бурение с очисткой забоя воздухом не рекомендуется, так как сжа-

тый воздух в смеси с природным газом может образовать легковоспламеняющиеся смеси. В этом случае в качестве циркулирующего агента можно применять любой газ, который с природным газом или парами нефти не образует легковоспламеняющихся смесей, а также аэрированную промывочную жидкость.

При бурении скважин с очисткой забоя воздухом или газом увеличиваются механическая скорость и проходка на долото. Этому способствуют разрушение горных пород без их смачивания; отсутствие гидростатического давления на забой, а также фильтрационной глинистой корки; хорошее охлаждение шарошек долота и интенсивная очистка забоя от выбуренной породы. Если поглощающие горизонты или зоны нарушений при бурении с применением бурового раствора всегда вызывают поглощение раствора, а иногда и его катастрофический уход, то при бурении скважин с очисткой забоя воздухом или газом такие зоны проходят без осложнений.

К преимуществам бурения скважин с очисткой забоя воздухом или газом также относятся увеличение отдачи продуктивных пластов и значительное снижение стоимости бурения.

Основными недостатками этого вида бурения являются:

- затруднения при бурении водопроявляющих горизонтов (самые незначительные водопроявления при разбурировании вязких и мягких пород вызывают образование пульпы, не поддающейся выдуванию из скважины) и при борьбе с обвалом;
- невозможность регулирования пластового давления;
- повышение пожаро- и взрывоопасности;
- трудности проведения геофизических работ.

Бурение скважин с очисткой забоя воздухом или газом не является универсальным: есть области наиболее эффективного применения, возможно альтернативное использование этого способа или сочетание его с другими способами, но иногда применение нецелесообразно и даже невозможно.

Наиболее эффективно бурение с очисткой забоя воздухом или газом сухих разрезв и пластов, в которых встречаются зоны поглощения или катастрофического ухода промывочной жидкости, зоны вечной мерзлоты, а также продуктивных горизонтов, неглубоких и сейсмических скважин.

Бурение скважин с газообразным циркулирующим агентом не требует коренного изменения монтажной схемы наземного обо-

рудования и, как правило, отличается лишь некоторыми добавлениями к существующим схемам (рис. 8.13). В этом случае большая часть шлама поступает с забоя в виде пыли, поэтому требуется герметизация устья скважины.

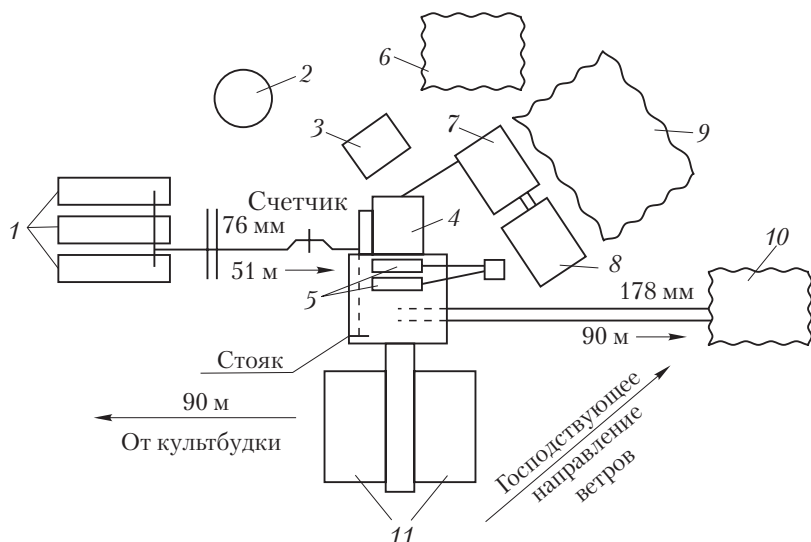


Рис. 8.13. Схема расположения оборудования и наземных сооружений, применяемых в США при бурении с очисткой забоя газом или воздухом: 1 – компрессоры; 2 – склад горючего; 3 – механизмы для приготовления раствора; 4 – буровые насосы; 5 – двигатели; 6 – амбары для воды; 7, 8 – амбары для бурового раствора; 9 – резервный амбар; 10 – приемник шлама; 11 – мостки и стеллажи для труб

Типичная схема обвязки устья скважины и манифольда для бурения этим способом (США) позволяет применять прямую и обратную циркуляцию газообразного циркулирующего агента (рис. 8.14).

Если в процессе бурения требуется перейти на обратную циркуляцию, то закрывают задвижку стояка 3, и воздух или газ по отводу 8 поступает в затрубное пространство. Омывая забой, циркулирующий агент с выбуренной породой направляется по бурильным трубам в ведущую трубу 1, вертлюг, напорный рукав, стояк 2 и по перепускному патрубку в выкидную линию 11.

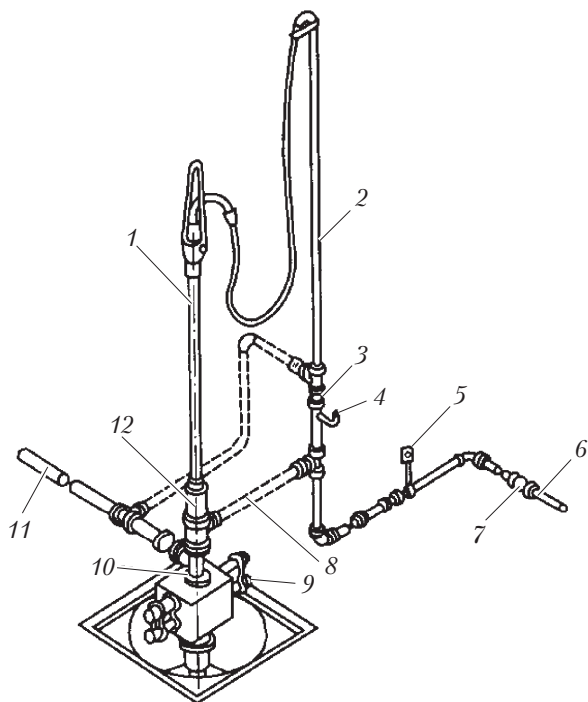


Рис. 8.14. Схема обвязки устья скважины при бурении с очисткой забоя воздухом или газом:

1 – ведущая труба; 2 – стояк; 3 – задвижка стояка; 4 – манометр; 5 – счетчик газа; 6 – подача газа; 7 – главная задвижка; 8 – отвод для обратной циркуляции; 9 – преентор; 10 – тройник; 11 – выкидная линия; 12 – вращающийся пакер

В некоторых районах нефтеносные пласты вскрывают с очисткой забоя воздухом. Ведутся работы по созданию передвижных установок для получения очищенных дымовых газов, пригодных для использования в качестве газообразного циркулирующего агента, например выхлопные газы от ДВС. Недостаток этих газов — их коррозионное действие на оборудование, несмотря на применение предупредительных мер (обезвоживание, введение антикоррозионных добавок).

Широко применяются аэрированные растворы, внедрение которых связано с необходимостью снижения гидростатического давления столба бурового раствора при бурении зон поглощений.

Аэрирование раствора производится в процессе бурения путем систематической добавки воздуха в циркулирующий буровой раствор. Для этого передвижные компрессорные установки через расходомер, обратный клапан и смеситель подключают к нагнетательной линии буровых насосов (обычно непосредственно к стояку). Рабочее давление компрессоров и их производительность определяют в зависимости от конкретных условий бурения и принятой степени аэрации. Под *степенью аэрации* понимается отношение объема закачиваемого воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему бурового раствора. Для предупреждения и борьбы с поглощениями обычно аэрируют глинистые растворы.

В некоторых случаях для сохранения естественного состояния нефтегазоносных пластов целесообразно их вскрытие с использованием пены в качестве промывочной жидкости. Могут применяться двух- и трехфазные пены. Двухфазная пена представляет собой аэрированный водный раствор поверхностно-активного вещества, трехфазная — отличается тем, что содержит твердую фазу, которая является дополнительным стабилизатором.

Упрощенный гидравлический расчет

8.5. промывки скважины

Гидравлические расчеты производят при подборе насосов, двигателей к ним, турбобуров и бурильных труб для тех или других условий бурения, а также при проектировании наивыгоднейшего и безопасного режима работы насосной группы буровой установки.

Общие потери (сумма гидравлических сопротивлений) складываются из потерь в каждом элементе системы кругового движения промывочной жидкости в процессе бурения:

$$p = p_{\text{тр}} + p_{\text{к.п}} + p_{\text{з}} + p_{\text{д}} + p_{\text{н.л}} + p_{\text{турб}}, \quad (8.2)$$

где p — общий напор на выкидной (напорной) линии бурового насоса (или сумма гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе); $p_{\text{тр}}$ — гидравлические потери в колонне бурильных труб; $p_{\text{к.п}}$ — гидравлические потери в кольцевом пространстве; $p_{\text{з}}$ — потери в замковых соединениях; $p_{\text{д}}$ — потери в долоте; $p_{\text{н.л}}$ — потери в

напорной линии; $p_{\text{турб}}$ — потери в турбобуре (в случае турбинного бурения).

Разработан ряд методов и расчетных формул для определения p и его составляющих. Наиболее простой и достаточно точной для производственных условий следует признать методику, предложенную Б.И. Мительманом.

Гидравлические потери в бурильных трубах могут быть определены по формуле

$$p_{\text{тр}} = \alpha_{\text{тр}} \rho Q^2 L, \quad (8.3)$$

где $\alpha_{\text{тр}}$ — коэффициент, пропорциональный коэффициенту сопротивления (см. табл. 8.1); ρ — плотность промывочной жидкости, г/см³; Q — расход жидкости, л/с; L — длина бурильных труб, м.

Таблица 8.1

Значения коэффициента $\alpha_{\text{тр}}$ для воды и глинистых растворов

Диаметр бурильных труб, мм	Толщина стенки, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\text{тр}} \cdot 10^8$		
		Вода	Глинистые растворы	
168	8	205	$Q < 26-28$ л/с	$Q > 26-28$ л/с
			235	215
			250	230
			275	260
146	8	440	$Q < 22-24$ л/с	$Q > 22-24$ л/с
			480	460
			530	520
			620	590
141	8	535	$Q < 20-22$ л/с	$Q > 20-22$ л/с
			5808	560
			640	610
			750	720
114	8	1750	$Q < 15-16$ л/с	$Q > 15-16$ л/с
			1900	1820
			2220	2300
			2500	2300

Потери давления в одном замковом соединении

$$P_3 = \alpha_3 \rho Q^2, \quad (8.4)$$

где α_3 — значение коэффициента гидравлических потерь в замках (табл. 8.2).

Потери давления в утяжеленных бурильных трубах

$$P_{\text{УБТ}} = \alpha_{\text{УБТ}} \rho Q^2 l_{\text{УБТ}} \quad (8.5)$$

где $\alpha_{\text{УБТ}}$ — коэффициент (табл. 8.3); $l_{\text{УБТ}}$ — длина УБТ, м.

Таблица 8.2

Значения коэффициента α_z

Диаметр бурильных труб, мм	Толщина стенки, мм	Значение коэффициента $\alpha_z \cdot 10^5$
168	8	0,6
	9	0,6
	10	1,45
141	8	2,1
	9	2,2
	19	2,8
114	8	11,3
	10	16,8

Таблица 8.3

Значения коэффициента $\alpha_{\text{УБТ}}$ для УБТ разного диаметра

Диаметр УБТ, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\text{УБТ}} \cdot 10^5$
203	2,24
178	5,9
146	8,0

Потери давления в кольцевом пространстве

$$P_{\text{к.п}} = \alpha_{\text{к.п}} \rho Q^2 L, \quad (8.6)$$

где $\alpha_{\text{к.п}}$ — коэффициент, значения которого приведены в табл. 8.4.

Таблица 8.4

Значения коэффициента $\alpha_{\text{к.п}}$ для воды и глинистых растворов

Номер долота	Диаметр бурильных труб, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\text{тр}} \cdot 10^8$	
		Вода	Глинистые растворы
12	168	$Q < 50$ л/с	$Q > 50$ л/с
		48	60
	146	31	40
	141	26	35

Окончание табл. 8.4

Номер долота	Диаметр бурильных труб, мм	Значение коэффициента $\alpha_{\text{ТР}} \cdot 10^8$			
		Вода	Глинистые растворы		
11	168	100	$Q < 50$ л/с	$Q > 50$ л/с	
	146		130	110	
	141		68	85	70
			42	65	50
10	168	280	$Q < 40$ л/с	$Q > 40$ л/с	
	146		350	300	
	141		245	190	160
			190	170	145
9	146	485	$Q < 30$ л/с	$Q > 30$ л/с	
	141		600	510	
	114		405	425	
			185	230	200
8	141	1530	$Q < 20$ л/с	$Q > 40$ л/с	
	114		2000	1600	
			490	600	520

Потери давления в долотных отверстиях

$$P_{\text{д}} = \alpha_{\text{д}} \rho Q^2, \quad (8.7)$$

где $\alpha_{\text{д}}$ — коэффициент, значения которого приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

**Значения коэффициента $\alpha_{\text{д}} \cdot 10^5$
для некоторых промывочных растворов**

Промывочный раствор	Номер долота				
	12		10		8
	Типоразмер турбобура				
	T12M3-10, TC4-10	T12M3-9, TC4-9	T12M3-9, TC4-9	T12M3-8, TC4-9	T12M3-6 $\frac{3}{8}$, TC4-6 $\frac{3}{8}$
Вода	210	225	400	425	2150
Глинистый раствор	210	250	440	460	2400

Поскольку расход жидкости через все элементы обвязки одинаковый, полные потери давления в напорной линии определяют по формуле

$$P_{\text{н.л}} = \alpha_{\text{н.л}} \rho Q^2, \quad (8.8)$$

где $\alpha_{н.л} = \sum \alpha_i$, α_i — коэффициент потерь рассматриваемого элемента обвязки.

Найденные в результате исследований значения коэффициентов потерь на отдельных участках приведены в табл. 8.6.

Таблица 8.6

**Значения коэффициентов гидравлических потерь
в элементах напорной линии**

Элемент напорной линии	Значение коэффициента
Стояк диаметром 168 мм	0,0004
Буровой шланг и вертлюг	0,0021
Квадратная штанга диаметром, мм:	
112	0,00124
140	0,0009
155	0,0005

Пример. Вычислить давление на выкиде насосов, если известны:

- производительность буровых насосов $Q = 55$ л/с;
- глубина скважины $L = 2000$ м;
- диаметр бурильных труб 141 мм, толщина стенки $\delta = 9$ мм;
- замковое соединение типа ЗШ;
- диаметр УБТ равен 203 мм, длина 50 м;
- номер долота 11;
- турбобур Т12МЗ-9";
- обвязка буровой: стояк диаметром 168 мм, квадратная штанга диаметром 140 мм;
- плотность глинистого раствора $\rho = 1,2$ г/см³.

Р е ш е н и е

Потери давления в циркуляционной системе определяем по отдельным элементам.

1) Потери давления в бурильных трубах находим по формуле (8.3) и данным табл. 8.1:

$$P_{тр} = 520 \cdot 10^{-8} \cdot 1,2 \cdot 55^2 \cdot 1950 = 36,8 \text{ бар.}$$

Длину бурильных труб определяем как разность между глубиной скважины и длиной УБТ, т.е.

$$L = 2000 - 50 = 1950 \text{ м.}$$

2) Потери давления в замковом соединении вычисляем по формуле (8.4) и данным табл. 8.2:

$$P_3 = 2,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 55^2 = 0,08 \text{ бар.}$$

Потери давления во всех замковых соединениях при среднем расстоянии между ними 10 м:

$$\Sigma P_3 = \frac{P_3 L}{10} = 0,08 \frac{1950}{10} = 15,6 \text{ бар.}$$

3) Потери давления в УБТ определяем по формуле (8.5) и данным табл. 8.3:

$$P_{\text{УБТ}} = 2,24 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 55^2 \cdot 50 = 4,07 \text{ бар.}$$

4) Потери давления в кольцевом пространстве находим по формуле (8.6) и данным табл. 8.4:

$$P_{\text{к.п}} = 50 \cdot 10^{-8} \cdot 1,2 \cdot 55^2 \cdot 2000 = 3,63 \text{ бар.}$$

5) Потери давления в обвязке определяем как сумму потерь давления в отдельных ее элементах: стояке, вертлюге и квадратной штанге. Для этого необходимо сначала найти коэффициент потерь давления в обвязке (см. табл. 8.6):

$$\alpha_{\text{н.л}} = \alpha_{\text{ст}} + \alpha_{\text{верт}} + \alpha_{\text{кв.шнг}} = 0,0004 + 0,0021 + 0,0009 = 0,0034.$$

Теперь по формуле (8.8) вычислим

$$P_{\text{н.л}} = 0,0034 \cdot 1,2 \cdot 55^2 = 12,34 \text{ бар.}$$

6) Потери давления в долотных отверстиях рассчитываем по формуле (8.7) и данным табл. 8.5:

$$P_{\text{д}} = 440 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 55^2 = 15,97 \text{ бар.}$$

7) Определяем суммарную потерю давления в циркуляционной системе буровой установки:

$$P_{\text{г.п}} = P_{\text{тр}} + \sum P_{\text{з}} + P_{\text{УБТ}} + P_{\text{к.п}} + P_{\text{н.л}} + P_{\text{д}} = 36,8 + 15,6 + 4,07 + 3,63 + 12,34 + 15,97 = 88,41 \text{ бар.}$$

Давление на выкиде насоса в случае турбинного способа бурения определяем как сумму потерь в циркуляционной системе и перепада давления на турбобуре:

$$P = P_{\text{г.п}} + P_{\text{турб}} = 88,41 + 64 = 152,41 \text{ бар,}$$

так как в нашем примере перепад давления на турбине турбобура Т12МЗ-9" при $Q = 55 \text{ л/с}$ равен 64 бар.

Оборудование для приготовления

8.6.

и очистки буровых растворов

8.6.1. Оборудование для приготовления буровых растворов

Приготовление, утяжеление и обработка буровых растворов, а также их очистка от выбуренной породы являются важными процессами при бурении скважины. От качества бурового раствора в значительной мере зависит успех проводки скважины.

Приготовление буровых растворов может осуществляться в механических мешалках (глиномешалках) и гидравлических смесителях.

В отечественной практике для приготовления буровых растворов широко применяются порошкообразные материалы и используется следующее оборудование (рис. 8.15): блок приготовления раствора (БПР), выносной гидроэжекторный смеситель, гидравлический диспергатор, емкости цементного смесителя, механические и гидравлические перемешиватели, поршневой насос.

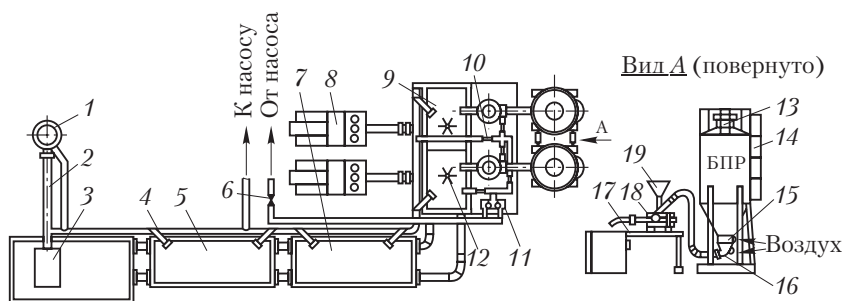


Рис. 8.15. Технологическая схема приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов:

1 — приемная воронка; 2 — растворопровод; 3 — блок очистки; 4, 12 — перемешивающие устройства соответственно гидравлические и механические; 5 — промежуточная емкость; 6, 10 — заслонки соответственно высокого и низкого давления; 7 — емкость с поперечным желобом; 8 — буровые насосы; 9 — приемная емкость; 11 — гидравлический диспергатор; 13 — фильтр; 14 — бункер блока приготовления; 15 — аэрирующее шиберное устройство; 16 — разгрузочное пневматическое устройство; 17 — площадка; 18 — гидросмеситель; 19 — воронка

Блок приготовления раствора представляет собой единый транспортабельный блок, на его раме смонтированы две цилиндрические телескопические емкости, состоящие из общего нижнего основания, на котором установлены неподвижные части емкости, и верхней подвижной части. Обе части емкости соединены между собой резинотканевым уплотнением.

Верхняя подвижная часть емкости оборудована воздушно-матерчатый фильтром 13, фиксирующим устройством, смотровым люком, ограждением, загрузочным трубопроводом. Неподвижные части емкости оборудованы пневматическими разгрузочными

устройствами 16, каждое из них состоит из аэрирующего шиберного устройства 15, в котором порошкообразный материал с помощью сжатого воздуха компрессора дополнительно аэрируется и транспортируется сначала в гидросмеситель 18, а затем в другую емкость или автоцементовоз. Пневматическое разгрузочное устройство в сочетании с гидросмесителем используется для приготовления или утяжеления промывочного раствора.

Приготовление и утяжеление промывочного раствора осуществляется следующим образом: к гидросмесителю 18 от бурового насоса, в случае приготовления глинистого раствора, подается вода, а при утяжелении — глинистый раствор. В камере гидросмесителя создается разрежение, достаточное для засасывания порошка из емкости. Количество подаваемого порошка можно регулировать поворотным шибером 15 или изменяя степень разрежения в гидросмесителе.

Блок приготовления раствора может быть использован также для приготовления цементных растворов и при цементировании скважин. При этом в его емкости загружают цемент.

При морском бурении индивидуальное приготовление глинистого раствора целесообразно только для отдельных разведочных скважин, находящихся далеко в море. В этом случае порошкообразный материал подвозят на морских судах. Буровые установки, расположенные вблизи от берега или эстакады, наиболее выгодно снабжать глинистым раствором с глинозавода. Для этого с глинозавода до буровой вышки прокладывают глинопровод, который в дальнейшем используют как нефтепровод.

В ряде случаев приготовление бурового раствора осуществляется с помощью механической мешалки — глиномешалки (табл. 8.7).

Таблица 8.7

Технические характеристики некоторых глиномешалок

Показатели	Тип глиномешалки	
	Г2П2-4	МГ2-4
Емкость барабана, м ³	4	4
Число валов, шт.	2	2
Скорость вращения вала, об./мин	70	95
Мощность двигателя, кВт	21,5	21,5
Производительность, м ³ /ч	2–4	2–4
Масса, кг	3900	3665

Глинистый раствор в глиномешалке готовится периодически или непрерывно.

При *периодическом способе приготовления* сначала в глиномешалку заливают воду, затем запускают глиномешалку, после чего в нее загружают глину. Через 45–55 мин проверяют вязкость раствора. Как только вязкость раствора становится равной заданной величине, глиномешалку останавливают, открывают нижний люк и готовый раствор сливают в приемный резервуар (емкость).

При *непрерывном способе приготовления* с торцевой стороны глиномешалки на уровне раствора приваривают сливной патрубок. В глиномешалку непрерывно через люк загружают глину, снизу поступает вода. Через верхний сливной патрубок готовый глинистый раствор непрерывно поступает в желобную систему и через нее в приемный резервуар (емкость). Поступление воды и глины регулируют так, чтобы из сливного патрубка выходил глинистый раствор заданной вязкости. Непрерывный способ приготовления глинистого раствора имеет следующие преимущества: нет перерывов для слива готового раствора, загрузки глины и заливки воды; производительность глиномешалки непрерывного действия почти в 3 раза выше.

Во время приготовления глинистого раствора в глиномешалке во избежание несчастного случая нельзя проталкивать через отверстия решетки глину или утяжелитель в воронку глиномешалки ломом или лопаткой; в глине, подготовленной для приготовления раствора, не должно быть комков, их надо размельчать. При обработке глинистых растворов химическими реагентами, особенно содержащими щелочи и кислоты, рабочие должны работать в резиновых перчатках, очках, фартуках и сапогах, чтобы брызги щелочи и кислоты не попали на лицо, руки и одежду. В механических глиномешалках можно приготовить растворы из сырых глин, глинобрикетов и глинопорошков.

Более эффективными, чем глиномешалки, являются фрезерно-струйные мельницы ФСМ. ФСМ-3 и ФСМ-7 (рис. 8.16) представляет собой металлическую емкость, разделенную перегородкой на две части: приемный бункер 1 и метательную камеру с лопастным ротором 14. Комовая глина (или глинопорошок) загружается в бункер, куда через перфорированную трубу 3 подается вода. Лопаст-

ный ротор *14* захватывает лопастями-фрезами глину, измельчает ее и выбрасывает вместе с водой на диспергирующую рифленую плиту *13*, где происходит интенсивное диспергирование глины. Не измельченные глинистые комочки стекают в ловушку *8*, откуда вновь попадают под лопасти. Готовый раствор переливается через отверстия выходной решетки *19* в желоб и оттуда в циркуляционную систему или запасные емкости.

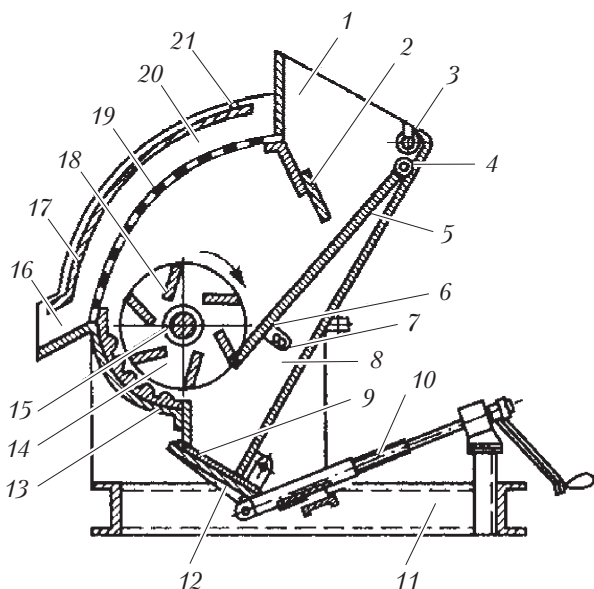


Рис. 8.16. Схема фрезерно-струйной мельницы ФСМ-7:

1 — приемный бункер; *2* — подвижный щиток; *3* — перфорированная труба; *4*, *21* — шарниры; *5* — предохранительная плита; *6* — сменные штифты; *7* — регулирующая планка; *8* — ловушка; *9* — резиновая прокладка; *10* — механизм для открытия и закрытия крышки ловушки; *11* — рама; *12* — откидная крышка; *13* — диспергирующая рифленая плита; *14* — лопастный ротор; *15* — горизонтальный вал; *16* — лоток; *17* — отражательный щиток; *18* — лопасть; *19* — выходная решетка; *20* — борты

Фрезерно-струйная мельница может быть использована не только для приготовления растворов, но и для утяжеления бурового раствора, а также добавки в него глины и глинопорошка (табл. 8.8). В этом случае в ФСМ вместо воды подается буровой раствор.

Таблица 8.8

Технические характеристики фрезерно-струйной мельницы

Показатели	Значения
Производительность, т/ч:	
комовой глины	10–12
глинопорошка	20–25
утяжелителя	30–35
Скорость вращения ротора, об./мин	500
Мощность приводного электродвигателя, кВт	28
Масса, кг	1400

Сейчас в России распространена циркуляционная система (ЦС), составленная из звеньев, выпускаемых промышленностью в виде блоков. Схема монтажа ЦС из готовых блоков ускоряет и удешевляет монтаж и способствует решению проблемы охраны окружающей среды при бурении скважин. Блоки заводского изготовления позволяют полностью отказаться от создания амбаров и желобных систем в грунте.

Для примера на рис. 8.17, *а* представлен один из вариантов циркуляционной системы, выпускаемой ООО «Компания «Техномехсервис». Она включает блок очистки, промежуточную и приемную емкости, блок приготовления буровых растворов. Блок очистки снабжен дегазатором «Каскад-40», виброситом СВ1ЛМ, ситогидроциклонным сепаратором и центрифугой ОГШ-50.

Разработанная НПО «Бурение» малогабаритная циркуляционная система ТУ 366121-003-1014716402 предназначена для сбора, очистки, дегазирования, хранения, приготовления, утяжеления, химической обработки буровых растворов при ремонте и бурении скважин (рис. 8.17, *б*). Система включает емкости, вибросито, дегазатор, центрифугу, перемешиватели, гидросмесители, диспергатор и центробежные шламовые насосы.

Выпускают также блоки циркуляционной системы в нескольких исполнениях с унифицированным базовым резервуаром объемом 40 м³; промежуточный блок с гидравлическими перемешивателями или с комбинированием гидравлических и механических перемешивателей; угловой блок, аналогичный промежуточному, для использования в Г-образной схеме расположения блоков; при-

емный блок, имеющий трубопроводы для соединения с приемными патрубками буровых насосов; опорный блок, который снабжен двумя вертикальными центробежными насосами для подачи промывочной жидкости к буровым насосам и создания подпора во всасывающей линии насоса; блок химических реагентов, предназначенный для хранения химических реагентов в жидком виде; блок очистки бурового раствора от шлама, включающий отстойник, желобную систему, вибросита, гидроциклон и т.д.

Блоки оснащены коллекторами, трубопроводами, площадками с ограждениями для обслуживания. Основная тенденция в совершенствовании конструкции блоков — это увеличение объема резервуара до 80 м^3 и более, а также создание теплоизоляции и укрытий на всех блоках, предназначенных для бурения в зимних условиях.

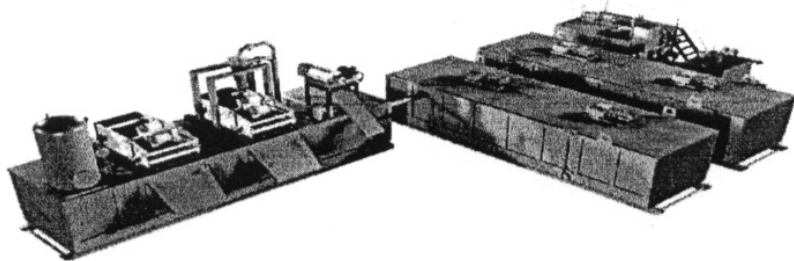
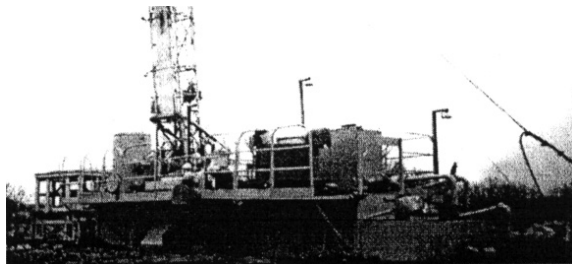
a*б*

Рис. 8.17. Циркуляционная система, выпускаемая ООО «Компания «Техномехсервис» (а) и малогабаритная циркуляционная система НПО «Бурение» (б)

8.6.2. Очистка буровых растворов

Очистке буровых растворов уделяют особое внимание, так как поступающая в буровой раствор выбуренная порода оказывает негативное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, и на технико-экономические показатели бурения скважин: на стоимость скважины, которая связана со скоростью проходки, стоимостью гидравлики и необходимостью разбавления для поддержания плотности, коэффициент трения бурильного инструмента, дифференциальные прихваты, потерю циркуляции, сальники на КНБК, износ бурового оборудования и инструмента и т.д. Кроме того, при накоплении шлама в буровой промывочной жидкости существенно снижается ее глинизирующая способность, что приводит к образованию толстой рыхлой корки на стенках скважины в зонах фильтрации и создает опасность обвалов.

Из-за повышения плотности промывочной жидкости значительно возрастает вероятность поглощения и гидроразрыва пластов. Частицы пород, обладающих коагулирующими свойствами, например ангидрит, могут вызвать необратимую коагуляцию промывочной жидкости. Даже в естественных промывочных жидкостях крупные частицы — нежелательный компонент. Затраты на очистку бурового раствора, а также решение проблем, связанных с повышенным содержанием твердой фазы, составляют значительную часть общих расходов на бурение скважин.

Промывочные жидкости, не имеющие структуры и обладающие небольшой вязкостью, легко очищаются от шлама, а вязкие структурированные — значительно труднее, так как ячеистая структура промывочной жидкости препятствует выпадению частиц. Для преодоления частицами породы сил трения при оседании требуются значительные усилия. Наиболее прочными структурами обладают глинистые промывочные жидкости, поэтому их очень трудно очищать от выбуренной породы. Обязательным условием хорошей очистки структурированной промывочной жидкости является возможность разрушения ее структуры.

Для обеспечения нормальных условий бурения необходимо, чтобы в очистной системе из промывочной жидкости отбиралось

то же количество горной породы, которое в нее поступает в процессе циркуляции в скважине. Из неглинистых и естественных промывочных жидкостей в процессе очистки должны отделяться частицы, которые не могут служить полезной составляющей твердой фазы. Качество очистки характеризуется **степенью очистки** — количеством извлеченного шлама в процентах от общей массы, подлежащей удалению.

Методы очистки промывочной жидкости от шлама можно классифицировать следующим образом: естественные (желобная система и отстойники); принудительные — механические (сита) и гидравлические (центрифугирование в гидроциклонах и центрифугах); физико-химические (введение флокулянтов и разбавителей); комбинированные — сочетание указанных выше методов.

Твердые частицы в буровой промывочной жидкости делятся на коллоиды (менее 2 мкм), илы (2–80 мкм) и пески (более 80 мкм). Чем меньше размеры частиц, тем сложнее они выводятся из промывочной жидкости. Особую сложность представляет удаление твердой фазы, представленной глинистыми разновидностями. Такие частицы в процессе бурения обычно быстро измельчаются до размеров исходной дисперсной фазы.

Естественные методы очистки промывочной жидкости. Эти методы очистки заключаются в осаждении частиц разбуренной породы под действием силы тяжести в циркуляционной системе скважины на поверхности земли. ЦС при таком способе очистки состоит из желобов, отстойников и приемных емкостей (амбаров). Длина и размеры желобов, число и объем отстойников и амбаров зависят от глубины и диаметра скважины и условий бурения. При необходимости в обработке промывочной жидкости реагентами непосредственно при бурении в циркуляционную систему включают металлические емкости. Их число, объем и конфигурация определяются не только производственной необходимостью, но и материально-техническими возможностями предприятий. Емкости могут делиться на несколько отсеков.

Желоба очистной системы делают в открытом грунте без крепления стенок или изготавливают из досок либо листового железа. В зимнее время желобная система дополнительно утепляется. По назначению желоба делят на очистительные и соединительные. При

глубоком разведочном и эксплуатационном бурении на нефть и газ ширина желобов составляет 600–700 мм, глубина — 400–600 мм. Длина желобов зависит от глубины скважины, геологического разреза и может достигать 35 м и более.

Очистная способность системы желобов зависит от степени разрушения структуры промывочной жидкости, которая, в свою очередь, зависит от скорости движения жидкости по желобам. Наиболее полно шлам из глинистой промывочной жидкости удаляется при некоторой оптимальной скорости течения, когда максимально разрушается структура промывочной жидкости и отсутствует турбулентный режим течения.

Для нормальных глинистых промывочных жидкостей скорость течения должна быть 0,15–0,18 м/с, что достигается установкой желобов с уклоном 1/100–1/125. Для лучшего разрушения структуры промывочной жидкости в желобах через 1–2 м устанавливают перегородки, которые обычно чередуются: не доходящие на несколько сантиметров до верхней кромки желоба и образующие щель над его дном. Изменяя направление потока промывочной жидкости, перегородки способствуют более полному выпадению из нее шлама.

Для эффективной работы желобной системы из нее необходимо непрерывно удалять буровой шлам, но практически это невозможно, поэтому уже через 2–3 ч работы очистная способность системы заметно снижается. Обычно желобную систему очищают от шлама при прекращении циркуляции промывочной жидкости, потому что в противном случае взмученная часть разбуренной породы переносится в отстойник и вновь попадает в промывочную жидкость. Поэтому при бурении пород, быстро загрязняющих промывочную жидкость (например, песков), рекомендуется устанавливать двухрядную желобную систему, которая позволяет перекрывать для чистки нужную секцию без прекращения циркуляции. Такая система впервые была предложена А.А. Линевским для бурения нефтяных и газовых скважин.

Наиболее эффективно использование зигзагообразной желобной системы, которая компактна, что позволяет сократить площадь при бурении скважин в сельскохозяйственных районах, а в зимний период — располагать ее под полом буровой установки.

Отстойники и приемные емкости (амбары), как правило, делают в открытом грунте, иногда с последующим креплением стенок досками. Для повышения устойчивости стенки должны быть наклонными (уклон до 1/10). При уходе промывочной жидкости из отстойников и приемных емкостей их стенки и дно дополнительно глинизируют вязкопластичной глиной, а при неэффективности этих мер в открытые котлованы устанавливают металлические емкости.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала желобная система и отстойники должны быть перекрыты щитами, а приемные емкости ограждены.

Преимуществом данного метода очистки является простота конструкции желобной системы и ее эксплуатации. Однако работы по очистке желобной системы и отстойников от шлама выполняются вручную, сопровождаются большими (до 10–15 %) потерями промывочной жидкости, загрязняют территорию, отведенную под буровую установку. Желоба и отстойники не очищают тиксотропную промывочную жидкость от мелкого песка, поэтому качество жидкости, несмотря на предпринимаемые меры, со временем ухудшается и ее приходится или заменять, или применять другие методы очистки.

Механические принудительные методы очистки с помощью вибросит. Механические методы очистки заключаются в отсеивании буровых растворов на сетках вибросит, которые используют для грубой очистки промывочной жидкости. Размеры ячеек применяемых сит: 0,7×2,3; 1,0×2,3; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 1,0×0,5; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2; 4×4 мм. До конца 1990-х гг. на нефтегазодобывающих объектах России наиболее часто применялись вибросита советского производства типа СВ-2, СВ-2Б, ВС-1.

В настоящее время все большее применение находят вибросита и очистные системы импортного (например, Swaco) или совместного производства (российско-американское — Ucom). Они отличаются высоким качеством изготовления и глубиной очистки.

Основные элементы вибросита (рис. 8.18): основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибратор 3, сетка 4, вибрирующая рама 5, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагаются в горизонтальной или наклонной плоскости.

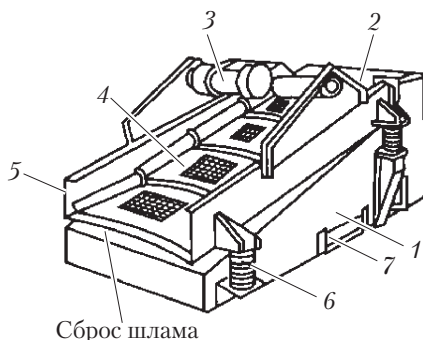


Рис. 8.18. Схема вибросита

Вибросита по типу вибрации (траектории, описываемой каждой точкой вибросита при движении) делятся:

- на круговые, дизайн первых вибросит с минимальными развиваемыми гравитационными силами;
- эллиптические (модификация первого типа), в которых центр вибрации поднят над рамой и противовесы на вибраторе используются для создания эллиптического движения, меняющегося по интенсивности и форме по длине вибрационной рамы;
- линейные, в которых два вибратора вращаются в противоположных направлениях и создают силу, направленную вверх или вниз в момент, когда противовесы находятся в вертикальном и горизонтальном положении.

Каждый из типов имеет свои преимущества и недостатки. Вибросита с круговым движением создают малые гравитационные силы, но обладают наибольшей транспортирующей способностью, что способствует лучшему удалению глинистых пород на верхних интервалах, уменьшая их воздействие на поверхность сетки, в то же время они имеют низкую осушающую способность. Вибросита данного типа иногда используются для предварительной очистки раствора от крупных глинистых пород, но чаще для этого используются транспортеры с вращающейся крупноячеистой сеткой.

Вибросита с эллиптическим движением развивают большие гравитационные силы по сравнению с круговыми, но имеют меньшую транспортирующую способность, чем круговые и линейные. Они нашли применение при работе с утяжеленными растворами

и в качестве осушающих сит для пульпы из-под гидроциклонов. Нужно заметить, что чем медленнее шлам удаляется с вибросита, тем интенсивнее изнашивание сеток.

Вибросита с линейным движением наиболее универсальные, они демонстрируют повышенные гравитационные силы и относительно большую транспортирующую способность, зависящую от угла наклона рамы и положения вибраторов.

Рекомендации по выбору размера сеток для вибросит следующие:

□ на одном вибросите необходимо устанавливать сетки одного размера, допускается ставить в конце вибросита сетку крупнее на размер (чтобы основная масса раствора проходила через более мелкие сетки) при условии, что конструкция предусматривает три и более сетки;

□ сетки подбираются таким образом, чтобы раствор закрывал $1/2-3/4$ последней сетки вибросита;

□ иногда частицы выбуренной породы имеют тот же размер, что и ячейки сеток, и поэтому закупоривают их, что приводит к уходу раствора через вибросита. В данном случае необходимо поставить сетки на размер меньше, чтобы предотвратить закупоривание.

Твердая фаза в буровых растворах может быть разделена на две категории по плотности: первая — с плотностью от 2300 до 2800 кг/м³ и вторая — выше 4200 кг/м³.

Выбуренная порода, бентонит, карбонат кальция попадают в первую категорию. Утяжелители, такие как барит, гематит, относятся ко второй категории и используются в основном для доведения плотностей растворов более 1200 кг/м. Размеры частиц выбуренной породы варьируются в очень широких пределах — от 1 мкм до нескольких сантиметров.

На сегодняшний день на рынке предлагаются сетки от разных производителей, с различными характеристиками (рис. 8.19). Для примера, сетка 100 меш¹ с «квадратной» ячейкой отделяет 100 % частиц крупнее, чем 140 мкм, в то время как многослойная сетка 100 меш с повышенной пропускной способностью отделяет 95 % частиц крупнее, чем 208 мкм. Эффективность такой сетки прибли-

¹ Меш (от англ. mesh — петля, отверстие сита) — специальная единица, соответствующая числу отверстий (в сите, проволочной сетке) на отрезке в 1" (25,4 мм).

зительно равна эффективности сетки с квадратными ячейками размером 70 меш. В зависимости от производителя, диаметра проволоки и метода плетения одинаковым сеткам могут присваиваться различные размеры, поэтому нельзя пользоваться только этим параметром для сравнения эффективности сеток.

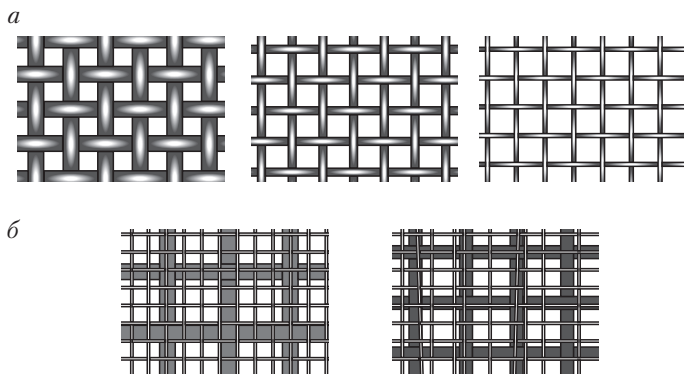


Рис. 8.19. Проволочные сетки:

a — с одинаковым числом меш, но разным размером ячейки; *б* — многослойные, для которых число меш разное на разных участках

Эффективность работы сеток оценивается следующими параметрами.

Эффективность сепарации, или точка деления фракций по размеру, — для характеристики сеток используются следующие пределы Б50 и отношение Б84/Б16. Данная комбинация показывает, как четко отслеживаются данные пределы, где все частицы до определенного размера удалены, а оставлены частицы меньшего размера. Так, для «квадратной» сетки отношение $\text{Б84/Б16} = 1$, для сеток с прямоугольным плетением оно будет больше; не желательно использовать сетки с отношением больше 1,5.

Открытая площадь (ОП) — площадь, не занятая нитями и каркасом, измеряется в процентах. Так, сетки одного размера с ОП 46 и 33 % будут пропускать различные объемы раствора. При сравнении данного параметра нужно принимать во внимание, является ли сетка плоской или трехмерной (синусоидальной); трехмерные сетки редко целиком закрываются раствором, значительная их часть находится выше уровня раствора и не участвует в работе.

Пропускная способность, или проникаемость сетки, — способность сетки пропускать определенное количество раствора через единицу поверхности.

Долговечность — продолжительность работы сетки (в часах) до потери своей функциональной способности.

Далее дана краткая характеристика современных вибросит, производимых в странах дальнего зарубежья.

Конструкция *вибросита двойного действия «Mongoose»* позволяет использовать линейное движение при разбуривании верхних интервалов разреза скважины, в которых часто встречаются активные гидрофильные глины. В этих интервалах режим работы вибросита характеризуется повышенными перегрузками, необходимыми для эффективной очистки буровой промывочной жидкости от выбуренной породы.

По мере изменения условий вибросито «Mongoose» простым переключением меняет движение с линейного на эллиптическое без отключения электропитания. Работа в режиме эллиптического движения позволяет снизить перегрузки и увеличить срок использования сита, обеспечить выход более сухого шлама, улучшить технологические свойства буровой промывочной жидкости и снизить производственные затраты.

Сбалансированное эллиптическое вибросито ВЕМ-3 фирмы Swaco представляет собой конструкцию открытого типа с одним уровнем и тремя сетками общей полезной площадью 3,13 м. Оно обеспечивает улучшенное удаление твердых частиц и максимальный возврат буровой промывочной жидкости, имеет большую производительность по сравнению с другими идентичными по размерам моделями. ВЕМ-3 при расходе насоса 35 л/с и размере сеток 180 меш позволяет обрабатывать значительно большие объемы в отличие от линейного вибросита. Это достигается за счет равномерности движения виброрама и соответственно меньшей разрушительной силы, направленной на частицы породы при максимальном ускорении их движения (*G*-фактор).

Сетки натягивают с помощью быстросъемных натяжных болтов, расположенных по обеим сторонам. Угол наклона виброрама может регулироваться в пределах от 0 до +5°.

Вибрационный узел вибросита состоит из двух взрывобезопасных вибраторов (виброэлектродвигателей) и пускателя. Эффек-

тивное ускорение движения устанавливается относительным перемещением противовесов вибраторов от 0 до 100 %.

Конструкция вибросита включает жалюзи для равномерного распределения потока бурового раствора по всей ширине сетки. Патрубок приемной емкости имеет диаметр 254 мм и соединен с выкидной линией.

Вибросито сбалансированного эллиптического действия ВЕМ-600 — это вибросито второго поколения. Оно имеет пневматическую систему крепления сеток и встроенное сито предварительной очистки. За счет установки пневмогидравлического домкрата возможно дистанционное регулирование угла наклона рамы. Механизм крепления сеток и регулировки угла рамы запитывается от пневматической системы буровой установки. Используется новая технология сеток «Магнум». Вибросито оборудовано съемной приемной емкостью, распределителем потока и высококачественными вибраторами, поддоном между верхним и нижним уровнями сеток.

Конструктивные особенности вибросита ВЕМ-600:

- полностью выполнено из нержавеющей стали;
- увеличена полезная площадь рабочего полотна;
- имеет индикатор положения угла рамы.

Регулируемое линейное вибросито ALS-II представляет собой конструкцию открытого типа с одним уровнем и двумя рабочими сетками размером 1219×1219 мм; в этом его отличие от других вибросит с подобными характеристиками, в которых используются три сетки. Эффективное ускорение движения (*G*-фактор) устанавливается относительным перемещением противовесов вибраторов от 0 до 100 %. Регулировка с помощью противовесов позволяет увеличивать амплитуду движения до 9,5 мм.

Регулируемая каскадная система очистки буровых промывочных жидкостей обеспечивает эффективное удаление шлама благодаря возможности движения рабочего полотна вибросита по линейной и эллиптической траекториям. Конструкция компактна и в то же время позволяет максимально удалять мельчайшую твердую фазу, что делает ее особенно удобной для морского бурения, и включает систему гидроциклонов и вибросито для удаления мелких частиц выбуренной породы из буровой промывочной жидкости, в том числе утяжеленной.

Рабочие сетки имеют пластмассовый прослой, что обеспечивает более эффективное перемещение шлама и увеличивает срок службы сетки.

Гидравлические принудительные методы очистки с помощью гидроциклонов. Очистка промывочных жидкостей гидравлическим способом осуществляется в гидроциклонах и центрифугах.

Гидроциклонное разделение твердых частиц и жидкости основано на использовании центробежных сил, возникающих в аппарате при прокачивании через него жидкости. Гидроциклоны являются экономичным и эффективным средством отделения выбуренной породы, прошедшей через вибросита в неутяжеленных буровых растворах. Гидроциклоны не имеют движущихся частей, поэтому они достаточно надежны при правильном использовании оборудования.

Гидроциклон — это общее название гидроциклонных шламоотделителей. По размеру отбираемой твердой фазы гидроциклоны делятся на песко- и илоотделители, микроциклоны.

При работе гидроциклона (рис. 8.20) буровой раствор подается насосом по тангенциальному патрубку 2 в гидроциклон 4. Под влиянием центробежных сил более тяжелые частицы отбрасываются к периферии и по конусу гидроциклона спускаются вниз и сливаются наружу через выходное отверстие 5, регулируемое заслонкой. Чистая промывочная жидкость концентрируется в центральной части гидроциклона и через патрубок 1 сливается в приемный резервуар (емкость). Для повышения скорости жидкости входное отверстие 3 тангенциального патрубка сужено. Нормальная работа гидроциклона обеспечивается давлением 0,2–0,5 МПа.

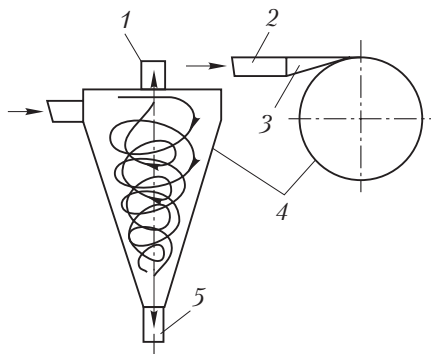


Рис. 8.20. Схема устройства гидроциклона

«Сбалансированные» гидроциклоны имеют небольшой выброс раствора через нижнюю насадку, если частицы слишком мелкие и не могут быть удалены из раствора, то и раствор не должен выходить из насадок, т.е. при работе на воде не должно быть утечек через насадки.

«Несбалансированные» гидроциклоны выбрасывают раствор без признаков присутствия в них твердой фазы.

Степень (глубина) очистки промывочной жидкости и производительность (пропускная способность) гидроциклона зависят от размеров устройства, угла конусности, диаметра входного патрубка и давления жидкости на входе в гидроциклон, площади полезного сечения выходного патрубка и размеров сменных насадок.

Компания «Амоко» провела исследования по изучению влияния различных факторов на производительность гидроциклонов. В результате этих исследований установлено, что значительный эффект на работу гидроциклона оказывают следующие факторы:

- диаметр конуса;
- фракционный состав твердой фазы;
- пластическая вязкость раствора;
- напор жидкости;
- угол конусности;
- диаметр насадки.

Диаметр конуса является основным фактором, определяющим пропускную способность гидроциклона. Гидроциклоны большого диаметра имеют бóльшую пропускную способность и, как правило, меньшую эффективность отделения твердой фазы. Производительность гидроциклонов компании «Амоко» приведена в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Производительность гидроциклонов компании «Амоко»

Диаметр конуса, мм	Производительность, л/мин	Диаметр конуса, мм	Производительность, л/мин
50	75	150	380
80	190	200	475
130	285	300	1890

Ускорение жидкости в гидроциклоне достигает больших величин. Так, в гидроциклоне диаметром 75 мм при давлении на входе 0,2 МПа оно равно 1400 м/с, что более чем в 140 раз превышает ускорение свободного падения.

Для подачи раствора на гидроциклоны используются центробежные насосы, поскольку они обеспечивают постоянный напор при заданной подаче.

Чем меньше диаметр используемых насадок, тем меньшее количество твердых частиц определенной массы будет отделено от раствора. Форма пульпы дает довольно точное представление об эффективности работы гидроциклона. Выход пульпы зонтиком характерен для нормально работающего гидроциклона, при этом наблюдается незначительный вакуумный эффект в центре насадки. Сплошной выход пульпы из насадки гидроциклона может произойти в случае большого содержания крупных частиц твердой фазы (например, при бурении кондуктора), которые перекрывают доступ воздуха в центр насадки и неочищенный раствор устремляется в выходное отверстие. Если гидроциклон начинает работать со сплошным выходом пульпы, но это не связано с содержанием твердой фазы, то возможно, что давление на входе недостаточное из-за износа насоса или конуса, падения уровня раствора в емкости, высокой аэрированности раствора или что забито входное отверстие.

К преимуществам гидроциклонов относятся их простота и отсутствие подвижных частей. Недостатками являются узкий диапазон оптимальных режимов работы для каждого типоразмера гидроциклона и невозможность надежной сепарации частиц размером меньше 40 мкм. Кроме того, при очистке высоковязких промысловых жидкостей нередко перед вводом в гидроциклон их приходится разбавлять водой или очищенным раствором. Соотношение воды и промысловой жидкости может достигать до 0,5:1. Степень очистки при этом повышается, но в целом качество раствора ухудшается и требуются дополнительные меры по его восстановлению.

Пескоотделители — это связанная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. *Илоотделителями* называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром до 100 мм.

В общем случае количество песко- и илоотделителей должно обеспечивать производительность в пределах 120–150 % от производительности буровых насосов. Для более эффективной работы гидроциклонов сброс очищенного раствора должен производиться в другую емкость или хотя бы в другой конец одной емкости.

При сетках 200 меш, установленных на виброситах, необходимость использования пескоотделителя отпадает, если имеется возможность перетока в емкость илоотделителя. Чем меньше используются центробежные насосы, тем медленнее происходит диспергирование частиц.

В России выпускаются пескоотделители типа ИГ. Для сепарации тонких частиц шлама (илов) используются илоотделители, отличающиеся, как правило, меньшими размерами и режимами работы.

Из конструкций зарубежного производства наиболее широко в России используются песко- и илоотделители фирмы Swaco и российско-американского совместного предприятия «ИСОТ», изготавливающего и производящего сборку очистного оборудования по нормалям и частично из комплектующих фирмы Swaco на предприятиях ВПК и являющегося сервисным центром этой компании.

Пескоотделители фирмы Swaco используются для удаления из буровых промывочных жидкостей песка и абразивных частиц выбуренной породы размером до 50 мкм. Они выпускаются блоками из сдвоенных 12-дюймовых гидроциклонов. Производительность блока составляет 3185 дм³/мин. Сменные насадки различных диаметров позволяют варьировать степень (глубину) очистки в широком диапазоне. В конструкции пескоотделителя угол конусности составляет 20°, что позволяет значительно снизить потери промывочной жидкости, увлекаемой твердой фазой. Кроме спаренных фирма выпускает пескоотделители из одного и трех гидроциклонов с производительностью от 1900 до 5700 дм³/мин. Наиболее эффективными признаны пескоотделители Swaco модели 212.

Илоотделители фирмы Swaco поставляются смонтированными на раме в различном исполнении с производительностью по исходному продукту (буровой промывочной жидкости) от 140 до 340 м³/ч. Их используют в основном для удаления частиц или размером 20 мкм и более.

Уникальную конструкцию имеет илоотделитель фирмы Swaco, состоящий из двух 4-дюймовых (101,6 мм) полиуретановых циклонов, устанавливаемых как единый блок.

Конструкция полиуретановых циклонов илоотделителя имеет угол конусности 20° в отличие от большинства аналогичных установок с углом конусности 15°. Это обеспечивает существенное снижение потерь буровой промывочной жидкости. Компонировка

илоотделителей попарная — по два 4-дюймовых полиуретановых циклона на каждый выход. В результате этого производительность на 40–50 % выше, а потери жидкости меньше, чем у других сопоставимых одиночных 4-дюймовых циклонов. Производится несколько модификаций илоотделителей, отличающихся количеством пар гидроциклонов и, следовательно, производительностью (табл. 8.10).

Таблица 8.10

**Технические параметры различных модификаций
илоотделителя фирмы Swaco**

Модель	Количество циклонов, шт.	Размер рамы илоотделителя, мм		Высота, м	Масса, кг (без фланцев)	Мощность, м ³ /ч
		длина	ширина			
4Т4	8	1320	760	1,42	308	140
6Т4	12	1680	760	1,42	314	210
8Т4	16	2030	760	1,42	387	270
10Т4	20	2400	810	1,53	521	340

Гидравлический метод очистки с помощью центрифуги. Центрифуги появились в нефтяной промышленности в 50-х гг. прошлого века и на сегодняшний день являются наиболее дорогим механическим устройством, позволяющим удалять частицы твердой фазы почти коллоидного размера (рис. 8.21). В комбинации с блоком флокуляции они способны отделить практически всю твердую фазу из бурового раствора. В утяжеленных растворах центрифуги используются для возвращения барита в систему.

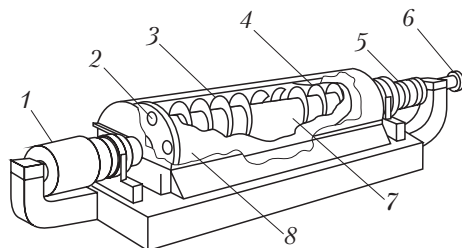


Рис. 8.21. Схема устройства центрифуги:

1 — редуктор; 2 — регулировочные окошки; 3 — шнек, 4 — твердосплавные вставки;
5 — шкив основного привода; 6 — питающая труба; 7 — ускорительный отсек;
8 — барабан

Центрифуги отделяют твердую фазу из раствора за счет создания центробежных сил в жидкости, подаваемой через питающую трубу в ускорительный отсек, устроенный в шнеке, затем в барабан, вращающийся с большой скоростью (рис. 8.22). Центробежные силы, действующие на твердые частицы, прижимают их к стенкам барабана. Через планетарный редуктор (не регулируемая скорость вращения шнека) либо через роториф (на центрифугах с гидравлическим приводом, позволяет регулировать скорость вращения шнека), установленный на барабане, шнек вращается с меньшей скоростью, но в том же направлении, что и барабан. Скорость вращения шнека на центрифугах с гидравлическим приводом устанавливается независимо от угловой скорости барабана и называется угловой скоростью шнека. Разность угловых скоростей барабана и шнека есть дифференциальная скорость. Чем больше угловая скорость шнека, тем меньше дифференциальная скорость. Чем больше дифференциальная скорость, тем быстрее лезвия шнека будут двигаться относительно барабана.

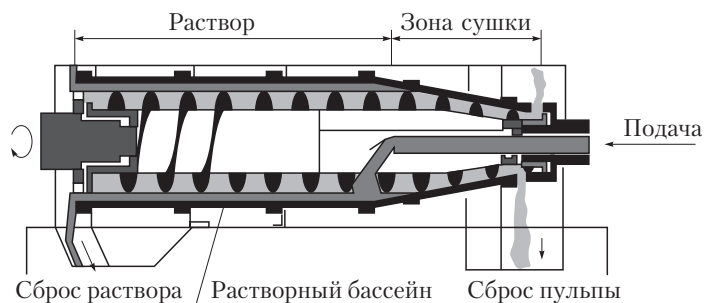


Рис. 8.22. Схема отделения твердой фазы из раствора центрифугой

Шнек перемещает твердую фазу из растворного бассейна в сторону конической секции и далее к выкидным отверстиям. Очищенный раствор выходит из отверстий в барабане с другой стороны.

Физико-химические методы очистки. Эти методы очистки представлены флокуляцией, разбавлением и коагуляцией (применяется и комбинация этих методов). Они используются также при полном выведении глинистой твердой фазы из промывочной жидкости.

Флокуляция заключается во введении реагента-флокулянта (обычно полимерного), обеспечивающего флокуляцию частиц выбуренной породы, с последующим их осаждением в отстойниках. Примеры реагентов-флокулянтов: Суперфлок, Карбофлок, Унифлок, Комета-Метеор-17, ПАА.

Часть реагентов флокулирует твердую фазу избирательно, т.е. обладает селективным действием. Так, частично гидролизированный полиакриламид интенсифицирует или стабилизирует процесс диспергирования монтмориллонита и флокулирует каолиновые и гидрослюдистые дисперсные частицы горных пород. Наиболее активны в качестве флокулянтов акриловые полимеры. Концентрация их в промывочной жидкости колеблется от 0,01 до 0,15 %.

Коагуляция используется для частичного или полного вывода твердой фазы из раствора. При частичном выводе твердой фазы коагулянт вводят вместе с флокулянтом. При полном выводе твердой фазы необходимо создать условия для гидрофобной коагуляции, увеличивая концентрацию коагулянта. В качестве коагулянтов при очистке используются галогениды металлов (Al, Fe, Ni, Co, K, Ca), $Al_2(SO_4)_3$, а также полиакрилаты, полиакриламины, полиамины в количестве от 0,01 до 5 %.

Высокомолекулярный флокулянт ГРИН-ДРИЛ-ФЛ применяют специально для утилизации буровых растворов на водной основе с различной степенью минерализации. Его применение вместе с катионным коагулянтом КФ-91 М позволяет вести флокуляцию до полного осветления воды при малой степени разбавления (от 1:0,2 до 1:0,4). Оба реагента работоспособны в широком диапазоне pH — от 4 до 10. Активность флокулянта ГРИН-ДРИЛ-ФЛ мало зависит от структуры и распределения зарядов на поверхности частиц твердой фазы и поэтому менее чувствителен к изменению типа выбуренной породы в процессе углубления скважины.

Оба реагента поставляются в жидком виде: КФ-91 М в виде 40%-ного водного раствора, ГРИН-ДРИЛ-ФЛ в виде концентрированной эмульсии полимера в органическом растворителе, что делает их технологичными в применении. Применяют в форме разбавленных водных растворов (2,0–2,5 % на товарный продукт). Рабочие растворы коагулянта и флокулянта добавляют в основной поток специальными насосами с регулируемой подачей.

При бурении скважин на месторождениях, которые находятся в заповедных зонах или в местах с ужесточенными экологическими ограничениями по землепользованию, где бурение скважин с применением сточных амбаров запрещено, разработан и уже применяется (в том числе в России) так называемый безамбарный способ бурения, который осуществляется с помощью флокуляционно-коагуляционной установки (ФКУ).

ФКУ включает в себя блок химической обработки, помещенный в контейнер, а также смонтированную на металлической раме, деконтирующую центрифугу, укомплектованную питающим винтовым насосом с изменяющейся скоростью подачи. Кроме того, установка комплектуется электрической системой управления, сведенной на пульт управления, а также всеми обвязочными материалами: трубами, шлангами с быстросъемными соединениями и вентилями.

Разбавление промывочной жидкости производят при резком повышении ее реологических параметров, когда даже крупные частицы не сепарируются из очистных систем. Разбавляют промывочную жидкость водой или очищенной промывочной жидкостью с низкими реологическими параметрами. Разбавляющий компонент вводят в приустьевую часть циркуляционной системы скважины и создают условия, благоприятствующие перемешиванию.

Снижение влияния выбуренных частиц породы на реологические свойства промывочных жидкостей достигается не только флокуляцией, но и использованием превентивных мер — введением ингибирующих промывочных жидкостей, позволяющих снизить диспергирование глинистых пород и тем самым существенно сократить наработку естественных промывочных жидкостей. К ингибирующим добавкам относится группа неорганических (CaCl_2 , KCl , NaCl и др.) и широкий спектр органических реагентов.

Комбинированные методы очистки промывочной жидкости. Наибольший эффект очистки достигается при комбинации рассмотренных выше методов. При этом используются различные варианты очистки промывочной жидкости от выбуренной породы:

□ одноступенчатая — желобная система или гидроциклон в том или ином режиме;

- двухступенчатая очистка: желобная система — пескоотделитель, пескоотделитель — илоотделитель, илоотделитель — турбоциклон, илоотделитель — химическая очистка и др.;
- трехступенчатая: пескоотделитель — илоотделитель — турбоциклон, илоотделитель — турбоциклон — химическая очистка;
- четырехступенчатая (рис. 8.23): вибросито — пескоотделитель — илоотделитель — центрифуга и др.

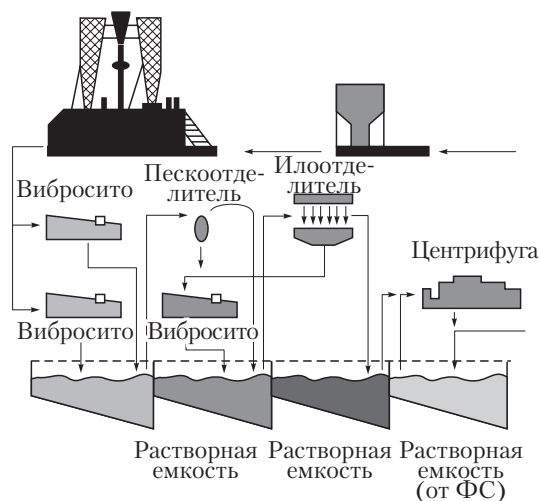


Рис. 8.23. Типовая схема четырехступенчатой очистки

При бурении нефтяных и газовых скважин используется типовая трехступенчатая система очистки, включающая вибросито ВС-1 для грубой очистки, пескоотделитель (ПГ-45, ПГ-90) и илоотделитель.

Содержание активной твердой фазы регулируется комбинацией гидроциклонной очистки и флокуляции с последующей сепарацией флокул в илоотделителе или турбоциклоне. Возможен вариант параллельного использования химической очистки. Для этого часть циркулирующего раствора отводится в отдельный отстойник, где его обрабатывают флокулянт или коагулянт. Вода, получающаяся в отстойнике, направляется в основной поток бурового раствора в качестве разбавителя, а образующийся осадок утилизируют.

8.6.3. Методы дегазации промывочных жидкостей и регенерация утяжелителей

Бурение скважин сопровождается обогащением промывочной жидкости воздухом или газом, что приводит к резкому изменению ее плотности, реологических и структурно-механических свойств. При этом ухудшается работа насосов и уменьшается их подача, поэтому своевременная и эффективная дегазация промывочных жидкостей является важным условием обеспечения нормального процесса бурения. Кроме этого, необходимость в дегазации возникает и в случае искусственно приготовленных аэрированных жидкостей, когда они выполнили свою задачу или значительно понизилась их плотность.

Основным препятствием для выделения газа из промывочной жидкости являются силы внутреннего взаимодействия. В структурированной вязкой промывочной жидкости пузырьки газа или воздуха не могут преодолеть напряжение сдвига системы и остаются в ней. Образование из поверхностно-активных веществ прочных структурированных пленок на поверхности пузырьков воздуха приводит к устойчивости газонасыщенной системы даже в сравнительно слабоструктурированных жидкостях.

Существующие методы дегазации можно разделить на четыре группы: естественный, динамический, физико-химический и комбинированный, сочетающий первые три метода.

Естественный метод дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе применяется для жидкостей с невысокими вязкостью и СНС. При движении такой жидкости в желобах структура ее разрушается, что сопровождается выделением газовой фазы в виде пены. Накопившаяся у перегородок пена постепенно разрушается. Этот способ малоэффективен.

Динамический метод дегазации буровых промывочных жидкостей применяют при бурении скважин на нефть и газ, если в жидкости отсутствует ПАВ. Частичная дегазация происходит при очистке глинистых промывочных жидкостей от шлама на вибрационном сите и сите-конвейере. Специальные устройства для дегазации основаны на разрушении структуры буровой промывочной жидкости или создании вакуума. К ним относятся центробежные и

вакуумные дегазаторы буровой промывочной жидкости, например ДВС-2, ДКС-2К, ДВМ-2.

Типовая схема дегазации промывочной жидкости при интенсивном поступлении газа представлена на рис. 8.24.

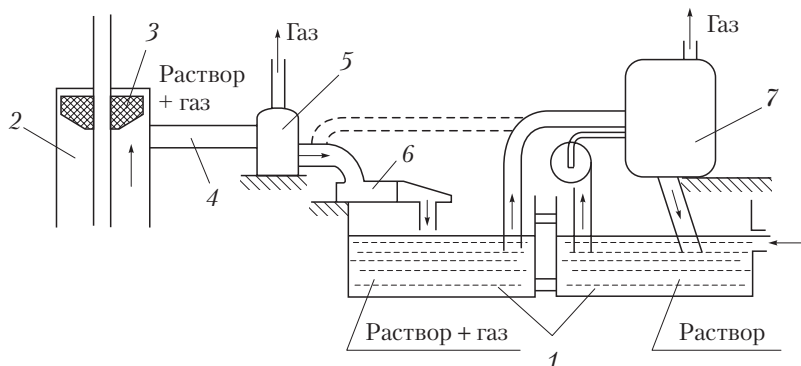


Рис. 8.24. Типовая схема дегазации промывочной жидкости:
1 – промежуточные емкости; 2 – скважина; 3 – вращающийся превентор; 4 – регулируемый штуцер и манифольды; 5 – газовый сепаратор; 6 – вибросито; 7 – специальный дегазатор

Газожидкостной поток из скважины поступает в газовый сепаратор, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито для очистки от шлама, а затем собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется в специальном аппарате-дегазаторе. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор (ГС), используемый в качестве первой ступени очистки, представляет собой герметичный сосуд емкостью 1–4 м³, оборудованный системой манифольдов, предохранительным клапаном, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа и эжекторным устройством для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама (рис. 8.25). ГС устанавливают над первой емкостью циркуляционной системы.

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по

тангенциальному вводу в полость газового сепаратора, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу на факел.

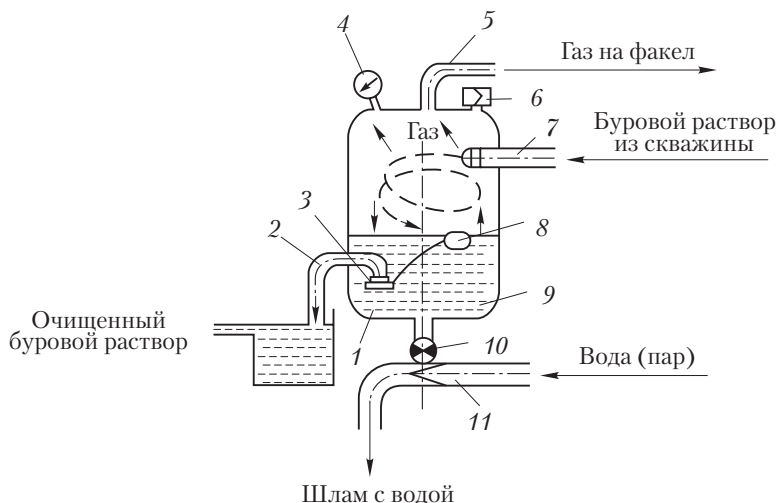


Рис. 8.25. Схема устройства газового сепаратора:

1 — полость ГС; 2 — линия подачи раствора на вибросито; 3 — регулятор уровня раствора; 4 — манометр; 5 — трубопровод для отвода газа; 6 — предохранительный клапан; 7 — линия подачи бурового раствора из скважины; 8 — поплавок; 9 — шлам; 10 — задвижка; 11 — эжекторное устройство

Регулятор уровня раствора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубок очищенного бурового раствора, таким образом создаются условия для его постоянно затопленного состояния с помощью поплавка.

Эжекторное устройство ГС работает следующим образом: воду или пар (в зимнее время) пропускают через штуцер эжектора, в результате в сбросовом патрубке создается разрежение и скопившийся на дне газового сепаратора шлам вместе с частью бурового раствора через открытую сбросовую задвижку устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды и выбрасывается из сепаратора наружу.

Для контроля за давлением внутри сепаратора он оборудован манометром. Газовые сепараторы рассчитаны на давление 1,6 МПа.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки промывочной жидкости от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют по величине давления в камере на вакуумные и атмосферные, по способу подачи газированного бурового раствора в камеру на эжекционные, гравитационные и центробежные. В центробежных дегазаторах используют самопродуваемые центробежные насосы, а в вакуумных — самозаполняющиеся.

В случае газового выброса или интенсивных газопроявлений, когда дегазатор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Такие ситуации очень редкие и считаются аварийными.

Физико-химический метод дегазации буровых промывочных жидкостей заключается во введении специальных веществ — пеногасителей. Этот метод прост, экономичен и не требует применения специальных конструкций или устройств. В промывочную жидкость вводят поверхностно-активные вещества, которые не образуют структурированных пленок, но более активные, чем вещество, вызывающее пенообразование, либо добавляют вещества, связывающие гидрофобную часть молекул пенообразователя.

В первом случае воздушные пузырьки разрушаются за счет вытеснения с их поверхности ПАВ пенообразователя.

Связывание гидрофобной части молекулы пенообразователя, сопровождающееся гашением пены, происходит только тогда, когда эта часть более активно адсорбируется на поверхности раздела пеногаситель — вода, чем воздух — вода. Это вызывает десорбцию пенообразователя с поверхности пузырьков и их разрушение.

Утяжелители — дорогие и дефицитные материалы, поэтому использовать их надо экономно и неоднократно. Возможны следующие способы повторного использования утяжеленного раствора:

- при близком расположении скважин утяжеленный раствор из одной буровой перекачивают в другую по трубопроводу;
- при отсутствии трубопровода утяжеленный раствор с буровой на буровую перевозят в автоцистернах.

8.7. Выбор типа бурового раствора

Практика бурения показала, что успех проводки скважин в значительной мере зависит от качества применяемого бурового раствора. Установлено, что идеальный буровой раствор должен отвечать следующим требованиям:

- способствовать повышению скорости проходки;
- поддерживать низкое содержание твердой фазы, чтобы до минимума снижалась опасность загрязнения пласта;
- повышать устойчивость ствола, ингибировать склонные к осложнениям породы и обеспечивать сохранение целостности выбуренной породы, что облегчает ее удаление;
- обеспечивать поддержание на стабильном уровне статического напряжения сдвига и улучшенную очистку ствола без чрезмерных пульсаций давления в процессе спускоподъемных операций;
- быть малотоксичным и термостабильным;
- быть недорогим, чтобы затраты на контролирование и поддержание необходимых свойств бурового раствора полностью окупались.

Исходя из этих требований, перед началом бурения нужно определить состав и свойства буровых растворов, которые будут использованы для промывки скважины в каждом интервале. Для отдельных площадей и группы площадей, сходных по геологотехническим условиям, разрабатываются технологические регламенты буровых растворов.

Технологический регламент буровых растворов включает описание литологического состава пород разбуриваемого интервала, конструкции скважин и интервалов возможных осложнений; сведения о пластовом давлении $p_{пл}$, давлении гидроразрыва пласта $p_{гидр}$, температуре пласта $t_{пл}$; рекомендуемый тип бурового раствора (рис. 8.26); перечень материалов и реагентов, применяемых для приготовления и химической обработки бурового раствора, а также параметры бурового раствора (табл. 8.11; СМАД — смазывающая добавка для уменьшения трения и липкости глинистой корки).

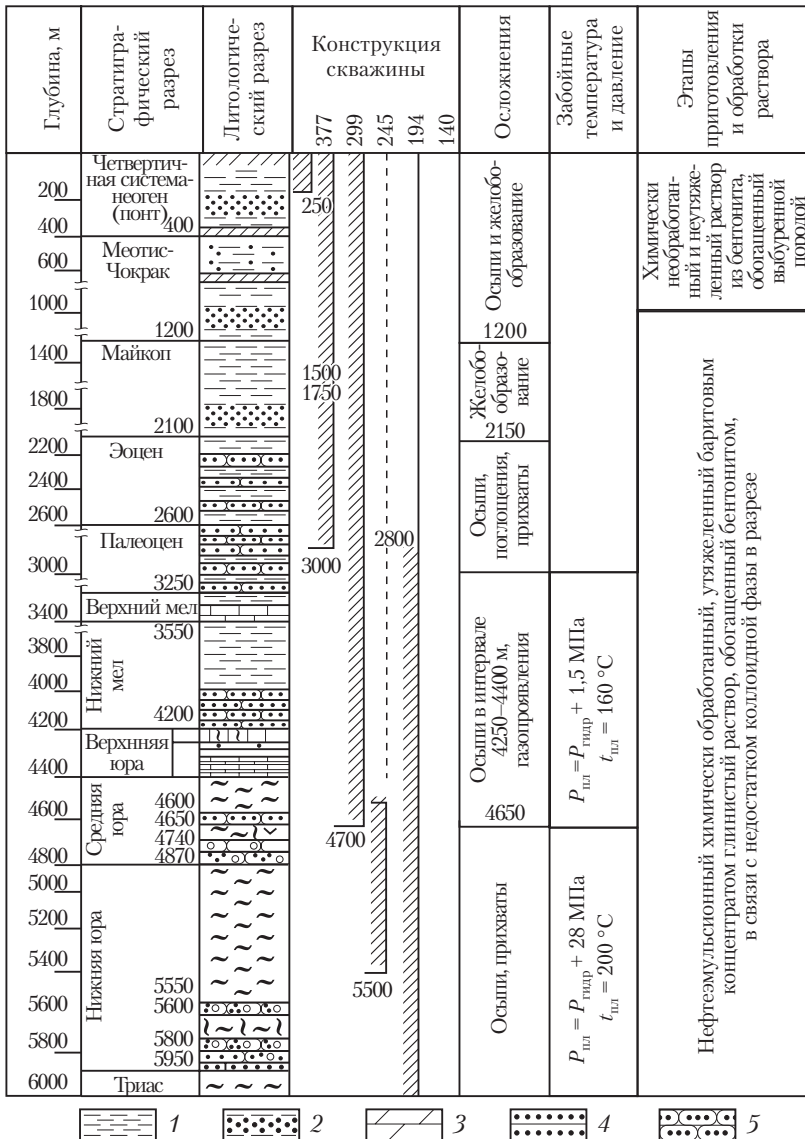


Рис. 8.26. Образец технологического регламента буровых растворов: 1 — глины; 2 — глины с прослоями песка; 3 — мергель; 4 — глины с прослоями песчаника; 5 — алевролиты

Технологический регламент буровых растворов составляют на основании перечисленных выше требований, а также обобщения опыта проводки разведочных и опорно-технологических скважин на данной площади. В свою очередь, для разведочных и опорно-технологических скважин тип раствора выбирают, исходя из опыта проводки скважин в близлежащих районах с аналогичными геологическими условиями. При этом необходимо использовать последние достижения науки в области создания новых типов буровых растворов и их химической обработки.

8.8. Формы организации глинохозя́йства

В мировой практике организации буровых работ на нефть и газ широко распространены две формы организации глинохозя́йства. Первая форма организации — работы, связанные с приготовлением, очисткой и контролем за качеством бурового раствора, осуществляются самой буровой бригадой, вторая — все перечисленные виды работ выполняет специализированное предприятие (фирма). Вторую форму организации буровых работ называют *сервисной*. Возможна еще одна форма — смешанная организация глинохозя́йства, когда часть работ выполняет буровая бригада, а часть — специальное предприятие (фирма).

Для стран СНГ характерна первая форма организации глинохозя́йства.

Анализ многолетней практики показал, что вторая форма организации глинохозя́йства имеет ряд существенных преимуществ: она позволяет обеспечить проводку скважины с использованием качественных буровых растворов в полном соответствии с ГТН и с меньшими затратами средств, а также многократно использовать буровой раствор, обработанный дорогостоящими химическими реагентами, и организовать регенерацию утяжелителя. Кроме того, при такой форме организации глинохозя́йства увеличивается межремонтный пробег механизмов, обеспечивающих очистку бурового раствора.

В России намечается тенденция к переходу на сервисное обслуживание буровой бригады по оказанию всех видов услуг, связанных

с приготовлением, очисткой и контролем за качеством раствора в процессе бурения скважины. Сервисным обслуживанием занимаются хозрасчетные предприятия, работающие на договорной основе, которые должны иметь: цех (растворный узел) по компоновке химических реагентов согласно рецептуре растворов и подготовке в необходимых случаях концентратов раствора, а также по обеспечению хранения отработанного раствора с целью его регенерации, повторного использования и утилизации и других операций, связанных с растворами; складские помещения для хранения материалов и химических реагентов; гараж с необходимым набором технологического транспорта и спецтехники; механическую службу по ремонту и профилактическому обслуживанию механизмов по приготовлению растворов и их очистке; лабораторию для контроля за параметрами и составом растворов (рецептурой).

Сервисное обслуживание объектов бурения службой глинохозяйства предусматривает проведение целого комплекса работ, связанных с доставкой на буровые материалов и химических реагентов для приготовления качественного раствора и его обработки, осуществлением контроля за параметрами раствора в процессе проводки скважин, перевозкой раствора, материалов и химических реагентов при их повторном использовании и т.д.

9

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Общие понятия и представления

При бурении приходится укреплять стенки скважин, сложенных неустойчивыми породами, и разобщать друг от друга интервалы, несовместимые по условиям бурения, водоносные, нефтеносные и газоносные пласты. Крепление производят с помощью специальных труб, которые называются **обсадными**.

Это позволяет создать долговременный и герметичный канал, по которому нефть, газ или вода поднимаются с забоя до устья скважины. Поскольку одно крепление стенок скважины обсадными трубами не обеспечивает разобщения пластов, то одновременно с креплением затрубное пространство заполняют цементным раствором, используя специальное цементирующее оборудование и приспособления. Этот процесс называется **цементированием скважины**.

Расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, а иногда и других данных называется **конструкцией скважины**.

Конструкция скважины (рис. 9.1) должна обеспечивать:

- высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного объекта;
- создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение;
- предотвращение осложнений в процессе бурения и создание условий, позволяющих полностью использовать потенциальные возможности техники и технологических процессов;
- минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом;
- доведение скважины до проектной глубины;
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) и методов их эксплуатации.

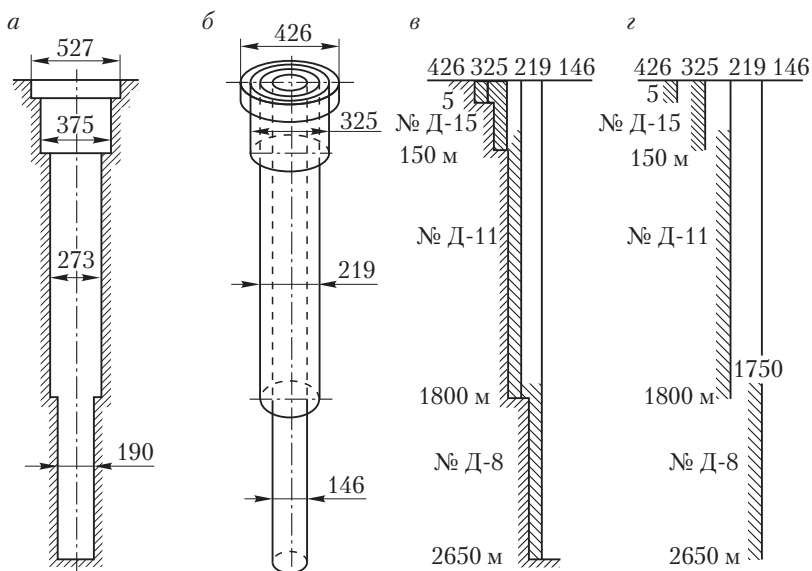


Рис. 9.1. Конструкция скважин:

a — профиль; *б* — концентрическое расположение колонн в стволе; *в* — графическое изображение конструкции скважины; *г* — рабочая схема конструкции скважины

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя. Под *конструкцией забоя* понимается сочетание элементов конструкции скважины в интервале продуктивного объекта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение напорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт и ремонтно-изоляционных работ, а также длительную эксплуатацию скважины с оптимальным дебитом.

Число обсадных колонн, необходимых для выполнения перечисленных требований, определяют исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под *несовместимостью условий бурения* понимается такая их совокупность, когда выполнение заданных параметров технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины приводит к осложнению ситуации в пробуренном вышележащем интервале, если он не будет закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Направление и кондуктор не входят в число колонн. Конструкцию скважины, состоящую из эксплуатационной и одной промежуточной колонны, называют *двухколонной*, из эксплуатационной и двух промежуточных — *трехколонной* и т.д.

Выбор числа обсадных колонн и глубины их спуска. Основными исходными данными для выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска являются:

- цель бурения и назначение скважины;
- проектный горизонт (пласт), глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны;
- пластовые давления и давления гидроразрыва пород стратиграфических горизонтов;
- способы заканчивания скважины и ее эксплуатации;
- профиль скважины (вертикальная, наклонно направленная) и его характеристика (величина отклонения от вертикали, темп изменения угла и азимута искривления);
- характеристика пород по крепости.

При бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточная, допускается включение в конструкцию скважины резервной промежуточной обсадной колонны. Однако если в процессе бурения будет установлено, что необходимости в спуске резервной обсадной колонны нет, то углубление ствола под очередную обсадную колонну продолжают до запроектированной глубины.

Выбор диаметров обсадных колонн и долот, высоты подъема цемента. Выбор диаметров обсадных колонн и долот проводится снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны, а при заканчивании скважин открытым стволом выбор начинается с открытой части ствола.

Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации и задается заказчиком на буровые работы.

Диаметр долота D_d , которым предстоит бурить ствол скважины под колонну обсадных труб, определяют по формуле

$$D_d = D_m + 2\delta,$$

где D_m — диаметр муфты спускаемой колонны обсадных труб, мм; δ — величина зазора между муфтой обсадной трубы и стенками скважины, мм.

Величина зазора δ зависит от диаметра и типа соединений обсадных труб и профиля скважины, сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, а также выхода из-под башмака предыдущей колонны. Величину зазора выбирают по результатам анализа опытных данных бурения и крепления скважин в данном районе или специально поставленных исследовательских работ при проходке опорно-технологических скважин на данной площади (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Величина кольцевого зазора для различных обсадных колонн

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Кольцевой зазор, мм
114, 127	≤ 15
140, 146, 159	≤ 20
168, 194	≤ 25
219, 245	≤ 30
273, 299	≤ 35
325, 351	≤ 45
377, 426	≤ 50

В «Единых технических правилах ведения работ» (ЕТП) при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях предусматриваются следующие требования выбора интервалов цементирования:

- за кондуктором — до устья скважины;
- за промежуточными колоннами нефтяных скважин, проектная глубина которых до 3000 м, с учетом геологических условий, но не менее 500 м от башмака колонны;
- за промежуточными колоннами разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважин вне зависимости от глубины и нефтяных скважинах глубиной более 3000 м — до устья скважин;
- за эксплуатационными колоннами нефтяных скважин с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее 100 м. Это же условие распространяется на газовые и разведочные скважины при осуществлении мероприятий, обеспечивающих герметичность соединений обсадных труб (сварные соединения, специальные высокогерметичные резьбовые соединения и др.). Во всех остальных случаях цемент должен подниматься до устья скважины.

При определении высоты подъема цемента за эксплуатационными колоннами необходимо учитывать дополнительные напряжения от температуры и давления, возникающие в колонне при эксплуатации скважин. Если в разрезе скважин имеются зоны интенсивного поглощения, то для выполнения требования о высоте подъема цемента необходимо предусмотреть ступенчатое цементирование с использованием специальных муфт, растворов пониженной плотности и др.

Характерные особенности конструкций газовых скважин.

При выборе конструкций газовых скважин необходимо учитывать следующие специфические особенности:

□ после проявления газоносного пласта и заполнения всего объема скважины газом, имеющим меньшую плотность, давление на устье почти не отличается от забойного, т.е. возникают большие давления по всему стволу скважины от устья до забоя. Такое распределение давления требует создания прочного ствола, чтобы в случае внезапного проявления пласта при бурении можно было регулировать отбор газа или задавить его в пласт;

□ из-за высокой подвижности газ может проникать в самые незначительные пустоты, поэтому при сооружении ствола предъявляются повышенные требования к герметизации резьбовых соединений обсадных труб, а также затрубного пространства;

□ газовые скважины имеют большие свободные дебиты, в результате создаются значительные скорости движения газа по стволу, что может вызвать чрезмерную вибрацию обсадных колонн и повысить степень их напряженности, поэтому требуется создание прочных обсадных колонн определенной устойчивости и жесткости.

Размеры обсадных труб. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются согласно ГОСТу (табл. 9.2). Кроме того, заводы выпускают толстостенные обсадные трубы по специальным техническим условиям (ТУ).

Таблица 9.2

Размеры обсадных труб, выпускаемых в России и США, мм

Условный диаметр труб, выпускаемых в России	114; 127; 140; 146; 168; 178; 194; 219; 245; 273; 299; 324; 340; 351; 377; 406; 426; 473; 508
Наружный диаметр труб, выпускаемых в США	114,3; 127,0; 139,7; 152,4; 168,3; 177,8; 193,7; 219,1; 244,5; 272,5; 298,5; 339,7; 406,7; 508,0

Примечание. Толщина стенок труб, выпускаемых в США, от 5,2 до 14,15 мм.

Поставляют трубы длиной от 9,5 до 13,0 м, однако в одной партии допускается наличие до 20 % труб длиной 8,0–9,5 м и до 10 % — длиной 5–8 м. Каждая партия труб, отгружаемая потребителю, снабжается сертификатом, удостоверяющим качество труб и соответствие их ГОСТу.

На одном конце трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого конца защищена предохранительным кольцом. На каждой трубе на расстоянии 0,4–0,6 м от ее конца, свободного от муфты, выбивают клеймо со следующими данными: условный диаметр, мм; номер трубы; группу прочности; длину резьбы («удл» выбивают только на трубах с удлиненной резьбой); толщину стенки, мм; товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска. Рядом с клеймами вдоль трубы светлой устойчивой краской наносятся следующие данные: условный диаметр, мм; группа прочности стали; толщина стенки, мм; товарный знак завода — изготовителя труб.

Обсадные трубы соединяются на резьбе, которая может быть короткой и удлиненной, треугольной и трапецеидальной. Трапецеидальный профиль резьбы обеспечивает прочное и высокогерметичное соединение.

Обсадные трубы с трапецеидальной резьбой труб и муфт к ним имеют шифр ОТТМ.

В высокогерметичных трубах ОТТГ прочность соединения достигается за счет трапецеидальной резьбы, а герметичность — за счет специальных конических уплотнительных поверхностей, расположенных со стороны торца труб. Трубы обсадные безмуфтовые (ТБО) идентичны трубами ОТТГ и взаимозаменяемы. Отличаются они только способом выполнения; трубы ОТТГ соединяются с помощью муфт, а резьбы у них выполнены по наружной высадке (рис. 9.2).

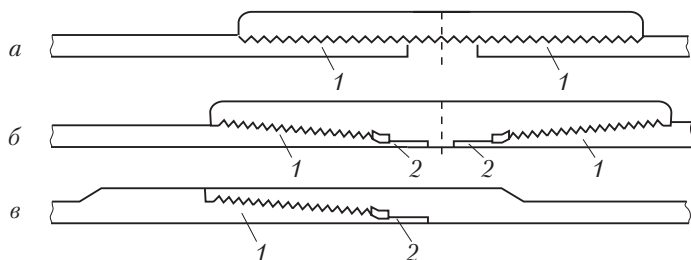


Рис. 9.2. Конструкция обсадных труб ОТТМ (а); ОТТГ (б) и ТБО (в):
1 — резьбовое соединение; 2 — уплотнительная часть соединения

Устройства и приспособления

9.2. для оснащения обсадных колонн

9.2.1. Оборудование низа обсадной колонны

В конструкцию низа обсадных колонн входят башмачная направляющая пробка, башмак, обратные клапаны, упорное кольцо, кольца жесткости и турбулизаторы. В комплект оборудования низа эксплуатационных и промежуточных колонн включаются также центрирующие фонари и скребки.

Башмачная направляющая пробка крепится к башмаку обсадной колонны и служит направлением при ее спуске. При отсутствии направляющей пробки башмак колонны срезает со стенок скважины глинистую корку и породу. В результате сильно загрязняется ствол скважины, закупоривается нижняя часть колонны, поэтому колонну нередко приходится поднимать из скважины из-за образования патронных сальников или невозможности продавить промывочную жидкость.

Применяют несколько типов направляющих пробок: деревянные, бетонные и чугунные (рис. 9.3).

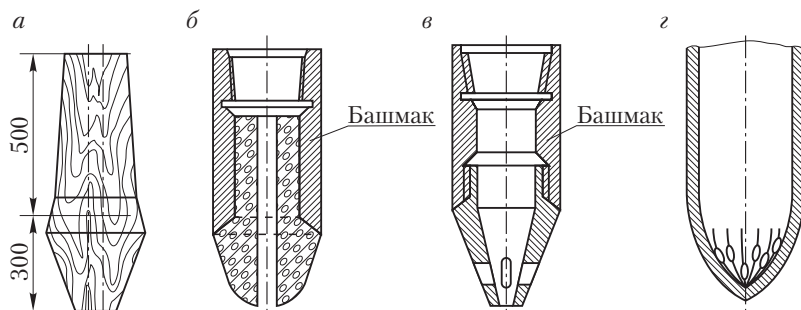


Рис. 9.3. Башмачные направляющие пробки:

а — деревянная; б — бетонная; в — чугунная; з — стальная, или «паук»

Деревянные пробки бывают двух видов: крестообразные, изготавливаемые из 8–10 см сосновых досок на гвоздях; точеные — из дерева крепких пород (дуба, ясеня и др.). Деревянные пробки плот-

но загоняют в башмак колонны и замачивают для более прочного соединения с ним. Крестообразные пробки из-за недостаточной прочности и ряда конструктивных недостатков можно применять только при спуске кондукторов диаметром 377 мм и выше на небольшую глубину.

Бетонные пробки отливают в специальной форме, смесь прочно прихватывается к башмаку. Такие пробки легко разбуриваются.

Широко используются *чугунные пробки*, которые имеют одно центральное и два боковых отверстия. В башмаке они крепятся на резьбе. Чугунные пробки обладают высокой механической прочностью и в то же время сравнительно легко разбуриваются.

В некоторых случаях при спуске эксплуатационных колонн или хвостовиков вместо башмака с направляющей пробкой обсадная колонна заканчивается «пауком».

Башмак колонны устанавливается на первой трубе для предупреждения смятия торца нижней трубы обсадной колонны при спуске в скважину и представляет собой толстую короткую (0,5 м) трубу. Наружный диаметр башмака равен диаметру муфты, а внутренний — внутреннему диаметру обсадной трубы.

При спуске обсадных колонн секциями на первой трубе второй и последующих секций вместо башмака устанавливается патрубков с боковыми отверстиями для пропуска бурового и цементного растворов.

Обратные клапаны используются для предотвращения самозаполнения обсадной колонны буровым раствором при спуске ее в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку. Кроме того, они препятствуют обратному перетоку цементного раствора из кольцевого пространства в обсадную колонну.

Наиболее распространенный и простой по конструкции тарельчатый клапан (рис. 9.4), который состоит из седла клапана 3, ввинчиваемого в муфту, тарелки 4, стержня 1 и пружины 2. Пружину затягивают при помощи гайки и контргайки.

Используют также шаровые и обратные дроссельные клапаны (рис. 9.5). Обратные клапаны устанавливаются на расстоянии 2–12 м от башмака. При спуске обсадных колонн значительной длины или хвостовиков (первых секций при секционном спуске) устанавливают два обратных клапана на расстоянии 8–12 м друг

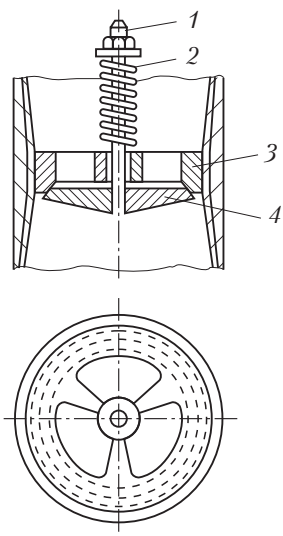


Рис. 9.4. Конструкция тарельчатого клапана

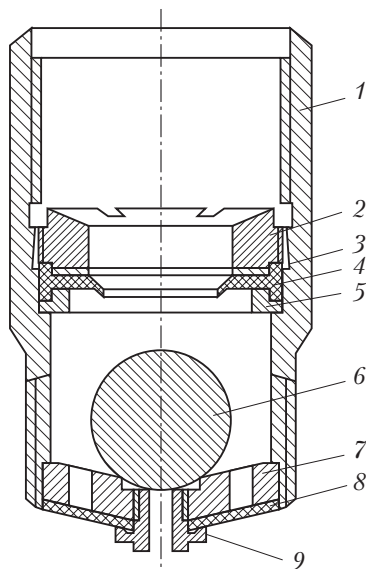


Рис. 9.5. Конструкция обратного дроссельного клапана типа ЦКОД-140-1:

1 – корпус; 2 – нажимное кольцо; 3 – разрезная шайба; 4 – резиновая диафрагма; 5 – упорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничитель; 8 – эластичная мембрана; 9 – дроссель

от друга. В скважинах с возможными газопроявлениями обратные клапаны устанавливают вне зависимости от глубины спуска колонны во избежание газового выброса через колонну в процессе ее спуска и цементирования. Обратный клапан перед спуском в скважину опрессовывают под давлением, превышающим в 1,5 раза его рабочее давление.

Поскольку обсадную колонну с обратным клапаном спускают порожней, то периодически (через 100–200 м) следует доливать ее буровым раствором. Если этого не делать, то наружное давление может достичь критической величины, смять колонну или привести к прорыву обратного клапана.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливается над обратным клапаном (на расстоянии 6–12 м) для четкого фиксирования окончания процесса цементирования. При спуске колонн на муфтовых соединениях упорное кольцо устанавливается в специальной удлиненной муфте, а в случае применения сварных колонн — ввинчивается в резьбу, нарезанную внутри обсадной трубы на расстоянии 30–40 мм от ее торца.

Упорное кольцо изготавливают из чугуна в виде шайбы толщиной 12–15 мм; диаметр отверстия на 60–75 мм меньше наружного диаметра кольца. В некоторых случаях упорное кольцо имеет не одно, а два или четыре отверстия.

Кольца жесткости рекомендуется устанавливать на кондукторы и промежуточные колонны. Для усиления нижней части обсадной колонны и повышения прочности соединения на нижние 4–5 труб надевают короткие (100–200 мм) патрубки и закрепляют их под и над соединительными муфтами электросваркой. Обычно кольца жесткости изготавливают из обсадных труб последующего за данной обсадной колонной размера или из предохранительных колец для ниппелей обсадных труб.

Турбулизаторы способствуют улучшению замещения бурового раствора цементным. Турбулизатор состоит из корпуса, неподвижно закрепляемого на обсадной трубе, с упругими (обычно резиновыми) лопастями, расположенными под углом 30–50° к образующей оси. Лопасты изменяют направление восходящего потока промывочной жидкости и цементного раствора, способствуют образованию местных вихрей и разрушению структуры в застойных зонах. Турбулизаторы целесообразно устанавливать в интервалах с трудными условиями центрирования колонны, т.е. со сложной конфигурацией сечения ствола скважины, а также на участках с кавернами небольших размеров.

Центрирующие фонари (центраторы) представляют собой устройства, центрирующие обсадную колонну в скважине, что способствует образованию более равномерного цементного кольца вокруг колонны и значительно улучшает вытеснение бурового раствора. Если обсадная колонна не отцентрирована в скважине, то цементный раствор не вытесняет буровой по всей площади кольца, в результате возникают застойные зоны бурового раствора.

Применяют центраторы двух видов: пружинные разборные и жесткие неразборные. Наиболее широко в нашей стране применяются пружинные центраторы (рис. 9.6).

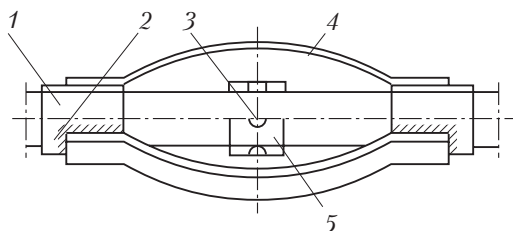


Рис. 9.6. Конструкция пружинного центратора

Такой центратор состоит из двух колец 2, к которым приварено пять или шесть специально изогнутых планок 4 из рессорной стали. Центратор свободно надевается на обсадную трубу 1 и удерживается на ней упорным кольцом 5, которое установлено между кольцами 2, и через имеющиеся в теле кольца три-четыре отверстия 3 приваривают электросваркой к обсадной трубе.

Наружный диаметр центратора должен быть на 50 мм больше диаметра долота, которым бурили скважину. Если скважина имеет кривизну до 3° и не имеет каверн, допускается применение центраторов с диаметром, меньшим диаметра долота, но не более чем на 30 мм. Число центрирующих фонарей на спускаемой обсадной колонне в каждом конкретном случае определяется мощностью интервала, в котором необходимо надежно разобшить пласты. Но следует иметь в виду, что должно быть не менее двух направляющих фонарей над продуктивным горизонтом и столько же под ним. Размещать центраторы следует равномерно в местах, где кавернограмма показывает отсутствие увеличения размера ствола скважины.

Скребки применяют при спуске обсадной колонны для удаления со стенок скважины фильтрационной глинистой корки (рис. 9.7). Их устанавливают на тех же участках обсадной колонны, что и центрирующие фонари. Наибольший эффект по удалению глинистой корки достигается при совместном применении скребок и центраторов.

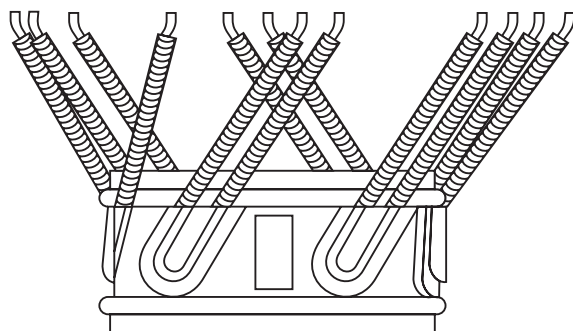


Рис. 9.7. Конструкция скребка

В целом ряде случаев применение устройств и приспособлений для оснащения низа обсадной колонны, рассмотренных выше, не обеспечивают получения качественной изоляции нефтегазоносных пластов от водоносных. Если они разделены небольшими (не более 6–8 м) пропластками, то оставшиеся в зоне этих пропластков непрочные глинистые включения (корка, пленка, пристенный увлажненный слой глинистой породы) могут быть прорваны под действием перепада давления. Кроме того, при наличии в смежных зонах значительной по толщине фильтрационной корки на стенке скважины уменьшается жесткость связи колонны с горными породами и может нарушаться целостность малой цементной перемычки под действием даже небольших ударных нагрузок, вызываемых перфорацией эксплуатационной колонны (условия некоторых месторождений Тюменской области).

Для обеспечения надежного крепления скважины в таких интервалах используют **избирательный способ изоляции пластов**. Суть этого способа заключается в том, что обсадная колонна дополнительно оснащается пакерами или специальным инструментом, обеспечивающим ее надежное крепление в этом интервале. Наиболее радикальным средством улучшения изоляции пластов в строго заданных интервалах заколонного пространства скважины является применение заколонных пакеров.

На обсадной колонне может быть установлено любое необходимое число пакеров. Пакеры после срабатывания не перекрывают проходного канала обсадной колонны и не сужают его. В ка-

кость из обсадной колонны отгибает манжету 6 клапанного узла, поступает в полость уплотнительного рукава и происходит запаковка затрубного пространства. Затем избыточное давление в цементировочной головке снижают. При этом на манжету 6 клапанного узла начинает действовать избыточное давление со стороны рукавного уплотнителя. В результате дифференциальная втулка 5 возвращается в исходное положение (обратный ход) и пружинным фиксатором жестко закрепляется в конечном положении.

9.2.2. Оборудование верхней части обсадной колонны

В зависимости от способа спуска обсадных колонн в скважину верхняя часть колонны оканчивается следующими устройствами и приспособлениями:

- для спуска колонн секциями или хвостовиков;
- подвески секций или хвостовиков.

При секционном спуске промежуточных и эксплуатационных колонн применяют различные устройства, обеспечивающие требуемую герметичность сочленений секций (рис. 9.9).

Во избежание деформации под воздействием собственной массы секций обсадных колонн или хвостовиков после их разгрузки на забой, от напряжения кручения при отвороте колонны бурильных труб и создания необходимой устойчивости колонну следует подвешивать либо на цементный камень, либо на нижнюю часть предыдущей колонны или воронку предыдущего хвостовика. Для выполнения этих задач используют устройства, устанавливаемые в верхней части опускаемой колонны.

В качестве примера рассмотрим устройство для подвески секции на воронке предыдущего хвостовика (рис. 9.10). При наличии в конструкции скважины хвостовика нижней секции эксплуатационной колонны подвеска осуществляется на его воронке. Для этого используют специальную муфту (см. рис. 9.9) с дополнительным включением трех клиньев, закрепляемых под углом 120° друг к другу в ее нижней части. Размер клиньев на 10–12 мм больше диаметра уплотнительной муфты, необходимой для соединения предыдущего хвостовика с верхней его частью.

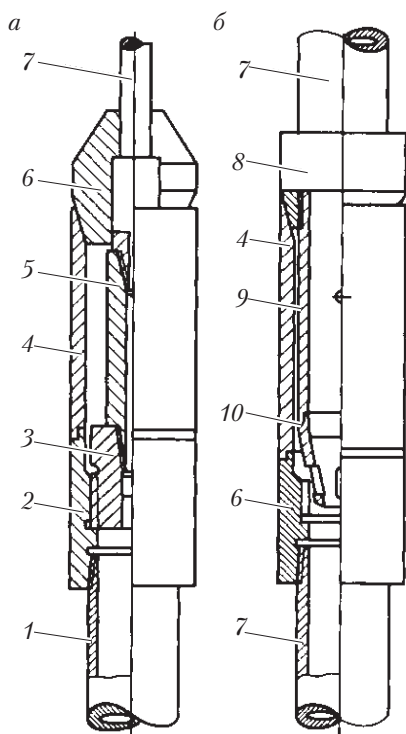


Рис. 9.9. Конструкция устройства для спуска колонн секциями:

a – соединение первой секции с бурильными трубами; *b* – соединение двух секций; 1 – обсадная труба; 2 – специальная муфта; 3 – переводник с левой резьбой; 4 – верхняя часть специальной муфты; 5 – переводник на бурильные трубы; 6 – предохранительная втулка; 7 – бурильная труба; 8 – уплотнительная муфта; 9 – башмачный патрубок; 10 – направляющая пробка

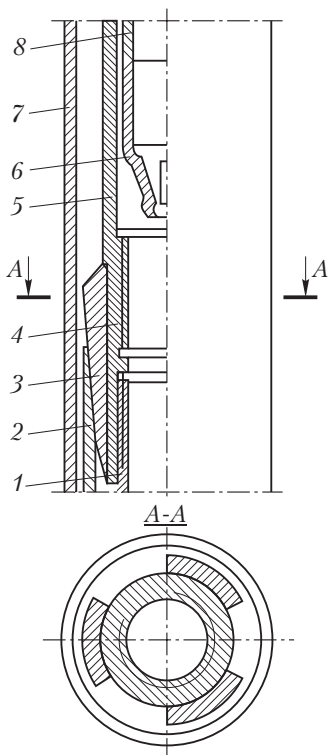


Рис. 9.10. Схема подвески секции колонн на воронке хвостовика:

1 – эксплуатационная колонна; 2 – верхняя часть специальной муфты хвостовика; 3 – клинья; 4, 5 – нижняя и верхняя часть специальной муфты эксплуатационной колонны; 6 – направляющая пробка; 7 – промежуточная колонна; 8 – соединительный патрубок верхней секции

Подвеску осуществляют перед или после цементирования секции. Наличие трех каналов между воронкой хвостовика и нижней частью специальной муфты эксплуатационной колонны позволяет вести промывку скважины в процессе цементирования в подвешенном состоянии нижней секции эксплуатационной колонны.

Стандартный расчет колонны

9.3. обсадных труб

9.3.1. Нагрузки, действующие на обсадные трубы

Во всех обсадных трубах, спускаемых в скважину, возникает ряд напряжений, различных по абсолютной величине и по времени действия.

В процессе спуска любой обсадной колонны по мере ее наращивания в трубах возникают *напряжения растяжения*, минимальные в нижней части колонны и максимальные в верхней трубе.

Когда колонна обсадных труб спущена в скважину и башмак ее установлен на забое для частичной разгрузки, в нижней части колонны возникают *напряжения сжатия*. Если внутри колонны обсадных труб частично или полностью отсутствует противодействие жидкости, то трубы испытывают *напряжения смятия* под воздействием внешнего (затрубного) давления гидростатического столба жидкости, а иногда и давления горных пород в продуктивном горизонте.

Наибольшие напряжения растяжения проявляются в процессе спуска колонны в момент доведения ее до забоя. Когда колонну обсадных труб установили на забой, зацементировали и обвязали с устьем скважины, абсолютная величина напряжений растяжения уменьшается.

В газовых скважинах в обсадной колонне появляются напряжения из-за внутреннего давления.

Напряжения смятия могут возникнуть в кондукторе при его опорожнении в двух случаях: в процессе подъема бурильных труб для смены долота, когда в скважину не доливают жидкость, или при бурении, когда в скважине резко снижается уровень жидкости вследствие ее поглощения или выброса.

Однако из-за относительно небольшой глубины спуска кондуктора напряжения смятия (так же, как и напряжения растяжения) имеют незначительную величину. Но в длинных промежуточных колоннах обсадных труб эти напряжения могут быть значительными, если в процессе бурения уровень жидкости в скважине опускается до башмака колонны и даже ниже.

В эксплуатационных колоннах напряжения смятия возникают только тогда, когда в процессе эксплуатации скважины внутри колонны значительно снижается статический уровень жидкости. Если же ствол скважины в течение всего периода эксплуатации полностью заполнен жидкостью (нефтью или нефтью с водой), то напряжения смятия в колонне не возникают.

9.3.2. Методика расчета равнопрочных колонн обсадных труб

Цель расчета обсадных труб на сопротивляемость действующим нагрузкам — обеспечение устойчивости колонны в течение всего периода эксплуатации и уменьшение расхода труб, спускаемых в скважину. Поэтому расчет любой колонны (любого диаметра) надо начинать с выяснения возможности спуска труб с минимальной толщиной стенки.

К расчету промежуточной колонны. При расчете промежуточной колонны обсадных труб на прочность надо прежде всего обратить внимание на условия бурения скважины.

В случае, когда интервал бурения ниже башмака промежуточной колонны до башмака эксплуатационной колонны известен и не ожидаются ни катастрофические поглощения, ни выбросы, колонну обсадных труб рассчитывают только с учетом напряжений растяжения. Если же указанные осложнения возможны, то промежуточную колонну рассчитывают и на напряжения смятия. Если условия бурения неизвестны, как это часто бывает при бурении разведочных скважин, то обсадные трубы необходимо рассчитывать с учетом напряжений растяжения и напряжения смятия.

При бурении скважин на глубину до 3000–3500 м промежуточные колонны спускают на довольно большую глубину (1500 м и более). Чтобы уменьшить действие веса обсадных колонн, их спускают с обратным клапаном, оставляя в колонне некоторый интервал, не заполненный жидкостью. В этих случаях колонна должна рассчитываться с учетом напряжений смятия.

К расчету эксплуатационной колонны. Эксплуатационную колонну, как правило, рассчитывают на напряжения растяжения и

смятия. Для глубоких, газовых, а также наклонных скважин производят дополнительные расчеты.

Внутреннее давление с учетом противодействия жидкости в затрубном пространстве рассчитывают по формуле

$$p_{\text{вн}} = p_{\text{пл}} - 0,1(H - x)\rho, \quad (9.1)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление в газовом горизонте, кГ/см^2 ; H — глубина спуска эксплуатационной колонны (в ряде случаев совпадает с глубиной скважины), м; x — расстояние от забоя до сечения, где определяют внутреннее давление, м; ρ — плотность жидкости в затрубном пространстве, г/см^3 .

Рассчитанное фактическое внутреннее давление сопоставляют с теоретическими внутренними давлениями, которые обсадные трубы могут выдержать (определяют по формуле Барлоу), и в зависимости от этого с учетом запаса прочности подбирают соответствующую толщину стенки и марку стали для труб выбранного диаметра. На сопротивление внутреннему давлению проверяют как самую верхнюю трубу у устья скважины, так и верхнюю трубу секции с наименьшей толщиной стенок или наименьшим пределом текучести.

Следует иметь в виду, что максимальные напряжения растяжения имеют место при спуске труб в скважину, а наибольшие напряжения смятия — только в последний период эксплуатации скважины.

Если скважину эксплуатируют фонтанным способом от начала и до конца ее жизни (при поддержании пластового давления) или в процессе всего периода эксплуатации в стволе скважины поддерживается высокий статический уровень жидкости (вначале нефть с небольшим количеством воды, а потом вода с небольшим количеством нефти), то нет необходимости рассчитывать колонну с учетом напряжений смятия.

Распределение давлений в скважине в различные периоды ее бурения и эксплуатации, а также взаимосвязь между наружным и внутренним давлением, действующим на эксплуатационную колонну, можно представить следующим образом (по Г.М. Саркисову).

На первом этапе — период бурения скважины — радиальные давления на стенках скважины определяются давления столба промывочной жидкости.

На втором этапе спущенная в скважину обсадная колонна испытывает одинаковые наружное и внутреннее давления, обусловленные столбом промывочной жидкости.

На третьем этапе — процесс цементирования (особенно его конечный период) — происходит перераспределение давлений в зацементированной зоне: наружное давление складывается из давления столба цементного раствора и давления находящегося над ним столба глинистого раствора, а внутреннее давление — из давления столба продавочной жидкости и давления у устья.

К концу четвертого этапа — твердение цементного раствора (предполагается, что твердение происходит практически без изменений объема) — соотношение наружного и внутреннего давлений остается таким же, каким оно было к концу цементирования, с той только разницей, что в зацементированной зоне наружное давление создается затвердевшей цементной оболочкой, а не столбом жидкого цементного раствора.

На пятом (последнем) этапе — период освоения и эксплуатации скважин — вновь происходит перераспределение давления, которое начинается уменьшением внутреннего давления (снятие давления у устья скважины и понижение уровня жидкости в колонне), в результате чего уменьшается наружное давление в зацементированной зоне колонны. Когда снижается внутреннее давление, происходит радиальное перемещение (направленное к центру) точек поверхности контакта колонны и цементной оболочки, что приводит к разгрузке цементной оболочки и уменьшению давления на колонну.

При снижении внутреннего давления в эксплуатационной колонне наружное давление, действующее на колонну, уменьшается до тех пор, пока не станет равным гидростатическому. Дальнейшего уменьшения наружного давления не произойдет, если цементная оболочка по наружной поверхности находится под гидростатическим давлением, которое вне зависимости от величины внутреннего давления полностью будет передаваться на контактную поверхность.

Формула для расчета давления в зацементированной зоне:

$$p_{\text{рас}} = (p_1 - kp_c) - (p_2 - p_c) = (p_1 - p_2) + (1 - k)p_c, \quad (9.2)$$

где p_1 , p_2 — наружное и внутреннее давления к моменту окончания цементирования скважин; p_c — снижение внутреннего давления; k — коэффициент.

Коэффициент k определяют по формуле

$$k = \frac{2}{\lambda^2 [(1 + m_1) - W(1 + m_2)] + [(1 - m_1) + W(1 + m_2)]}, \quad (9.3)$$

где m_1, m_2 — коэффициенты Пуассона материалов трубы и цементной оболочки, $m_1 = 0,33, m_2 = 0,4$; $W = E_1/E_2$ (E_1, E_2 — модули упругости соответственно материала трубы и цементной оболочки, $E_1 = 2,1 \cdot 10^6$ кГ/см², $E_2 = 1,7 \cdot 10^5$ кГ/см²); λ — отношение наружного диаметра колонны к внутреннему.

Далее приводятся вывод расчетных формул и методика их использования, предложенные Г.М. Саркисовым.

Для использования формулы (9.2) необходимо знать p_1, p_2 и p_c .

Для сечения (рис. 9.11, а), расположенного на расстоянии z от устья скважины, имеем следующие значения давлений:

$$p_1 = h\rho_p + (z - h)\rho_{ц},$$

$$p_2 = p_y + \rho_0 z,$$

где p_y — давление у устья в момент продавки; $\rho_{ц}, \rho_p, \rho_0$ — плотность соответственно цементного и глинистого растворов, продавочной жидкости в колонне.

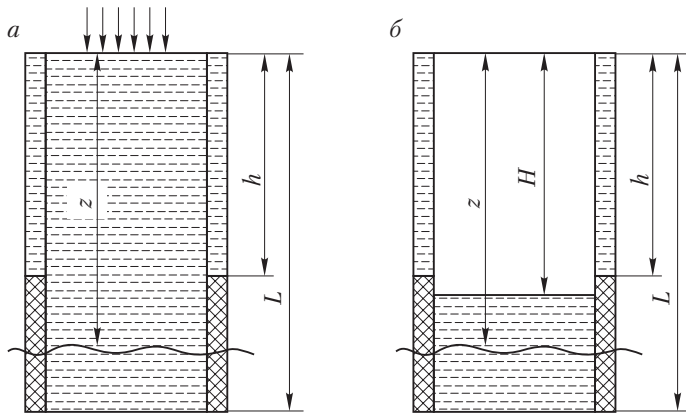


Рис. 9.11. Схема к расчету обсадных труб по формуле (9.2) (а) и общий случай (б):

L — глубина скважины; h — расстояние от устья скважины до цементного раствора в затрубном пространстве; z — расстояние от устья скважины до произвольного сечения в зацементированной зоне колонны; H — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в ней

Величину p_y определим из условия равенства p_1 и p_2 у забоя скважины, т.е.

$$h\rho_p + (L - h)\rho_{ц} = p_y + \rho_o L,$$

откуда

$$p_y = h\rho_p + (L - h)\rho_{ц} - L\rho_o.$$

Используя значение p_y и проведя некоторые преобразования, получим

$$p_1 = h\rho_p + (z - h)\rho_{ц}, \quad (9.4)$$

$$p_2 = h\rho_p + (z - h)\rho_{ц} + (L - z)(\rho_{ц} - \rho_o).$$

С учетом выражений (9.4) формула (9.2) примет вид

$$p_{рас} = -(L - z)(\rho_{ц} - \rho_o) + (1 - k)p_c. \quad (9.5)$$

Следует иметь в виду, что возможность использования формулы (9.5) ограничена определенными условиями. Если исходить из предположения, что в разрезе нет сухих пород, то цементная оболочка, как бы она ни разгружалась при уменьшении внутреннего давления, по наружной поверхности всегда будет находиться под давлением не ниже гидростатического. Учитывая, что равномерное давление, приложенное к наружной поверхности, полностью переносится на поверхность контакта колонны и цементной оболочки, можно считать, что на этой поверхности давление не может стать ниже гидростатического.

Согласно описанной методике наружное давление на колонну при снижении внутреннего давления на величину p_c равно $p_1 - kp_c$. Следовательно, формулой (9.5) можно пользоваться только при условии, что

$$p_1 - kp_c \geq z\rho_o. \quad (9.6)$$

Рассмотрим случай полного осушения скважины, т.е. когда $p_c = p_2$. Тогда формула (9.5) принимает вид

$$p_{рас} = z(\rho_{ц} - k\rho_o) - h(1 - k)(\rho_{ц} - \rho_p) - kL(\rho_{ц} - \rho_o). \quad (9.7)$$

Глубина z_o , на которой давление $p_1 - kp_c$, определяемое по формуле (9.6), доходит до гидростатического:

$$z_o = \frac{(1 - k)(\rho_{ц} - \rho_p)h + k(\rho_{ц} - \rho_o)L}{\rho_{ц} - k\rho_o - \rho_o}. \quad (9.8)$$

Таким образом, при полном осушении скважины и для значений $z > z_o$ (z рассчитано по формуле (9.8)) давление определяют по

формуле (9.7), а для значений $z < z_0$ — по гидростатическому закону, т.е.

$$p_{\text{рас}} = z\rho_{\text{в}}. \quad (9.9)$$

Рассмотрим общий случай, когда в колонне должен оставаться столб жидкости. Примем, что уровень жидкости, плотность которой $\rho_{\text{н}}$, находится на глубине H . Тогда в произвольном сечении зацементированной зоны колонны, находящемся ниже уровня жидкости и определяемом координатой z (рис. 9.11, б), величина p_2 снятого внутреннего давления будет

$$p_c = p_2 - (z - H)\rho_{\text{н}}.$$

Подставив это значение p_c в выражение (9.5) и проведя всевозможные упрощения, получим

$$p_{\text{рас}} = z[\rho_{\text{ц}} - k(\rho_{\text{o}} - \rho_{\text{н}}) - \rho_{\text{н}}] - h(1 - k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}}) - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{o}})L + \rho_{\text{н}}H(1 - k). \quad (9.10)$$

Если рассматриваемое сечение зацементированной зоны будет находиться выше уровня жидкости в колонне, то определение расчетного давления не будет ничем отличаться от случая полного осушения колонны, т.е. надо воспользоваться формулой (9.7), заменив в ней L на H .

На рис. 9.11, б показан случай, когда $H > h$ и в зацементированной зоне различают два участка (первый — от забоя до уровня жидкости, второй — от уровня жидкости до уровня цементного раствора), для которых давления рассчитывают соответственно по формулам (9.10) и (9.7). При $H < h$ расчетное давление во всей зацементированной зоне определяют по формуле (9.10).

Следует иметь в виду, что формулы (9.10) и (9.7) справедливы для значений наружных давлений, не меньших, чем гидростатические. Значение z (обозначенное через z_0), при котором в этом случае имеет место равенство наружного и гидростатического давлений, определяется следующим образом. При уменьшении внутреннего давления на $p_c = p_2 - \rho_{\text{н}}(z - H)$ наружное давление станет равным $p_1 - kp_c$, т.е. $p_1 - k[p_2 - \rho_{\text{н}}(z - H)]$. Подставив значения p_1 и p_2 из выражения (9.4) и приравняв величину наружного давления к гидростатическому, т.е. $z\rho_{\text{в}}$, получим

$$z_0 = \frac{h(1 - k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}}) + kL(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{o}}) + k\rho_{\text{в}}H}{\rho_{\text{ц}} - k(\rho_{\text{o}} - \rho_{\text{н}}) - \rho_{\text{в}}}. \quad (9.11)$$

Итак, для сечений, расположенных ниже уровня жидкости, и при $z > z_0$ (см. формулу (9.11)) расчетное давление определяют по формуле (9.10), а при $z < z_0$ — по формуле

$$\rho_{\text{рас}} = z\rho_{\text{в}} - (z - H)\rho_{\text{н}}. \quad (9.12)$$

Для сечений, расположенных выше уровня жидкости, при $z > z_0$ (см. формулу (9.8)) расчетное давление находят по формуле (9.7), а при $z < z_0$ — по формуле (9.11).

Таким образом, по формулам (9.7)–(9.12) определяют расчетные давления в зацементированной зоне колонны для всех возможных случаев.

При вычислениях по формулам (9.7), (9.10)–(9.12) значения расстояний следует подставлять в метрах, а для получения значений давления в килограммах на квадратный сантиметр результаты вычислений нужно умножить на 0,1.

По формулам (9.7), (9.9), (9.10) и (9.12) определяют значения давления, а по формулам (9.8) и (9.11) — координаты сечений, в которых наружное давление достигает значения гидростатического. Когда используют эти формулы, то сначала по данным условия задачи определяют характер изменения величины наружных давлений, а затем и сами расчетные давления.

Для примера разберем возможные варианты цементирования и для каждого из них укажем необходимые формулы и последовательность их использования.

По взаимному расположению уровней жидкости в колонне и цементного раствора за колонной, а также по характеру изменения наружного давления вдоль зацементированной зоны колонны всевозможные случаи делят на три группы, каждая из которых, в свою очередь, имеет варианты¹.

Первая группа — уровень жидкости в колонне выше уровня подъема цементного раствора ($h > H$). В этой группе возможны варианты 1 и 2 (рис. 9.12).

¹ Две наклонные линии каждого варианта соответствуют гидростатическому давлению (от устья и до забоя) столбов глинистого раствора и воды. Причем в зацементированной зоне часть линии для давления глинистого раствора жирная. Другая жирная линия (в некоторых вариантах ломаная) соответствует изменению наружного давления в зацементированной зоне колонны после снижения внутреннего давления.

1. Наружное давление по всей зацементированной зоне выше гидростатического.

По формуле (9.11) определяют z_0 , которое оказывается меньше h , а по формуле (9.10) — расчетное давление по всей зацементированной зоне.

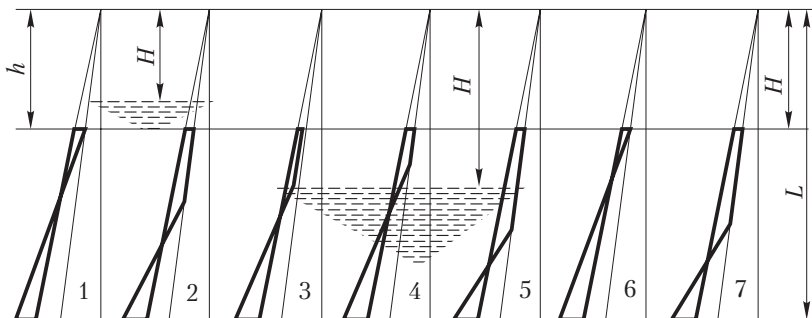


Рис. 9.12. Графики изменения наружного давления для семи (1–7) вариантов цементирования

2. Наружное давление в некотором сечении зацементированной зоны достигает гидростатического.

По формуле (9.11) определяют z_0 , которое оказывается больше h . Расчетное давление на интервале от забоя до z_0 находят по формуле (9.10), а выше z_0 до h — по формуле (9.12).

Вторая группа — уровень жидкости в колонне ниже уровня подъема цементного раствора ($h < H$). В этом случае возможны варианты 3–5.

3. Наружное давление по всей зацементированной зоне выше гидростатического.

По формуле (9.11) вычисляют z_0 , которое оказывается меньше H . Затем снова определяют z_0 по формуле (9.8), оно оказывается меньше h . Расчетное давление на интервале от забоя до H находят по формуле (9.10), а выше — по формуле (9.7).

4. Наружное давление в некотором сечении зацементированной зоны, находящемся выше уровня жидкости в колонне, достигает гидростатического.

По формуле (9.11) вычисляют z_0 , которое оказывается меньше H . Далее по формуле (9.8) опять определяют z_0 , которое оказыва-

ется больше h . Расчетное давление на интервале от забоя до H находят по формуле (9.10), от H до z_0 — по формуле (9.7), в которой L заменяют на H , а выше z_0 до h — по формуле (9.9).

5. Наружное давление в некотором сечении, находящемся ниже уровня жидкости в колонне, достигает гидростатического.

По формуле (9.11) определяют z_0 . Оказывается, что $z_0 > H$. Расчетное давление на интервале от забоя до z_0 находят по формуле (9.10), от z_0 до H — по формуле (9.12), а выше (до h) — по формуле (9.9).

Третья группа — колонна полностью осушена ($H = L$). В этом случае возможны варианты 6 и 7.

6. Наружное давление по всей зацементированной зоне выше гидростатического.

По формуле (9.8) определяют z_0 , которое оказывается меньше h . Расчетное давление по всей зацементированной зоне вычисляют по формуле (9.7).

7. Наружное давление в некотором сечении зацементированной зоны достигает гидростатического.

По формуле (9.8) находят z_0 , которое оказывается больше h . Расчетное давление на интервале от забоя до z определяют по формуле (9.7), а выше (до h) — по формуле (9.9).

Итак, перечислены всевозможные случаи определения расчетных давлений, а также указан порядок проведения вычислений расчетных давлений.

При проведении расчетов приняты следующие значения плотностей: $\rho_{\text{ц}} = 1,85 \text{ г/см}^3$; $\rho_{\text{р}} = 1,25 \text{ г/см}^3$; $\rho_0 = 1,00 \text{ г/см}^3$; $\rho_{\text{н}} = 0,85 \text{ г/см}^3$; $\rho_{\text{в}} = 1,0 \text{ г/см}^3$.

Пример 1. Дано: $L = 2000 \text{ м}$, $h = 1600 \text{ м}$, $H = 1400 \text{ м}$ (рис. 9.13, а).

Решение

По данной классификации пример относится к первой группе, так как $h > H$. Установим, к какому из возможных вариантов.

По формуле (9.11) получаем

$$z_0 = \frac{(1 - 0,25)(1,85 - 1,25)1600 + 0,25(1,85 - 1)2000 + 0,25 \cdot 0,85 \cdot 1400}{1,85 - 0,25(1 - 0,85) - 1} \approx 1800 \text{ м.}$$

Так как $z_0 > h$, то имеем вариант 2. Следовательно, расчетное давление на интервале от забоя до z_0 определяем по формуле (9.10):

$$p_L = 0,1 \left\{ [1,85 - 0,25(1 - 0,85) - 0,85]2000 - (1 - 0,25)(1,85 - 1,25)1600 - 0,25(1,85 - 1)2000 + (1 - 0,25)0,85 \cdot 1400 \right\} = 167 \text{ кг/см}^2,$$

а выше по формуле (9.12) давления у z_0 и h будут:

$$p_{z_0} = 0,1 [1800 \cdot 1 - (1800 - 1400)0,85] \approx 146 \text{ кг/см}^2,$$

$$p_h = 0,1 [1600 \cdot 1 - (1600 - 1400)0,85] = 143 \text{ кг/см}^2.$$

На рис. 9.13 приведены графики (сплошные линии) расчетных давлений, построенные по вычисленным значениям, а также графики для случая, когда $k=0$ (пунктирная линия), что соответствует наружному давлению, определяемому давлением столба цементного и глинистого растворов, и для условий, когда весь затрубный столб (от устья до забоя) заполнен глинистым раствором (штрихпунктирная линия).

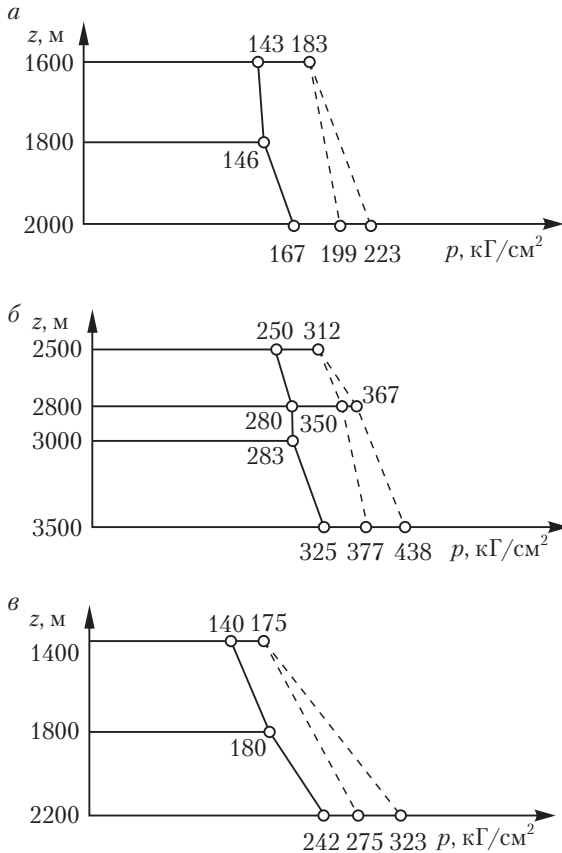


Рис. 9.13. Графики расчетных давлений

Пример 2. Дано: $L = 3500$ м, $h = 2500$ м, $H = 2800$ м (рис. 9.13, б).

Решение

Пример относится ко второй группе, так как $h < H$. Чтобы определить номер варианта, сначала по формуле (9.11) находим z_0 :

$$z_0 = \frac{(1 - 0,25)(1,85 - 1,25)2500 + 0,25(1,85 - 1)3500 + 0,25 \cdot 0,85 \cdot 2800}{1,85 - 0,25(1 - 0,85) - 1} \approx 3000 \text{ м.}$$

Поскольку $z_0 > H$, то это вариант 5. По формуле (9.10) вычисляем давление у забоя:

$$p_L = 0,1\{[1,85 - 0,25(1 - 0,85) - 0,85]3500 - (1 - 0,25)(1,85 - 1,25)2500 - 0,25(1,85 - 1)3500 + (1 - 0,25)0,85 \cdot 2800\} \approx 325 \text{ кг/см}^2.$$

Согласно формуле (9.12) давление у z_0 :

$$p_{z_0} = 0,1[3000 \cdot 1 - (3000 - 2800)0,85] \approx 283 \text{ кг/см}^2.$$

Вычисляем по формуле (9.9) давления у H и h :

$$p_H = 0,1 \cdot 2800 \cdot 1 = 280 \text{ кг/см}^2,$$

$$p_h = 0,1 \cdot 2500 \cdot 1 = 250 \text{ кг/см}^2.$$

Пример 3. Дано: $L = 2200$ м, $h = 1400$ м, $H = 2200$ м (рис. 9.13, в).

Решение

Пример относится к третьей группе, так как $H = L$.

По формуле (9.8) находим

$$z_0 = \frac{(1 - 0,25)(1,85 - 1,25)1400 + 0,25(1,85 - 1)2200}{1,85 - 0,25 \cdot 1 - 1} \approx 1800 \text{ м.}$$

Так как $z_0 > h$, то это вариант 7. Расчетное давление у забоя находим по формуле (9.7):

$$p_L = 0,1[(1,85 - 0,25 \cdot 1)2200 - (1 - 0,25)(1,85 - 1,25)1400 - 0,25(1,85 - 1)2200] \approx 242 \text{ кг/см}^2.$$

Расчетные давления у z_0 и h находим по формуле (9.9):

$$p_{z_0} = 0,1 \cdot 1800 \cdot 1 = 180 \text{ кг/см}^2,$$

$$p_h = 0,1 \cdot 1400 \cdot 1 = 140 \text{ кг/см}^2.$$

Из рассмотрения построенных диаграмм (рис. 9.14, а-в) следует, что расчет по составному столбу без учета разгрузки цементной оболочки (т.е. при $k = 0$) приводит к завышению расчетных давлений более чем на 30 %.

Если же использовать методику, согласно которой в виде первого приближения расчетное давление в зацементированной зоне обсадной колонны определяется по сплошному столбу глинистого раствора в затрубном пространстве от забоя до устья, то и она дает завышенные значения давления.

Пользуясь формулами (9.4)–(9.12), предложенными Г.М. Саркисовым, можно сократить расход металла минимум на 13–17 %.

Приведенная методика расчетов, согласно которой давление определяют на основании последовательного рассмотрения всех этапов бурения и последующей эксплуатации скважины, выгодно отличается тем, что все расчеты ведутся на основании реальных давлений в исследуемой системе. Кроме того, учитывается и давление пород, окружающих исследуемую систему.

При расчете эксплуатационной колонны следует помнить, что напряжения растяжения имеют максимальные значения вверху, а минимальные внизу колонны (рис. 9.14, а), наиболее сильно они проявляются при спуске труб и цементировании колонны, напряжения смятия максимальные у забоя (если считать колонну полностью опорожненной) и минимальные у устья (рис. 9.14, б), а проявляются они в последний период работы скважины.

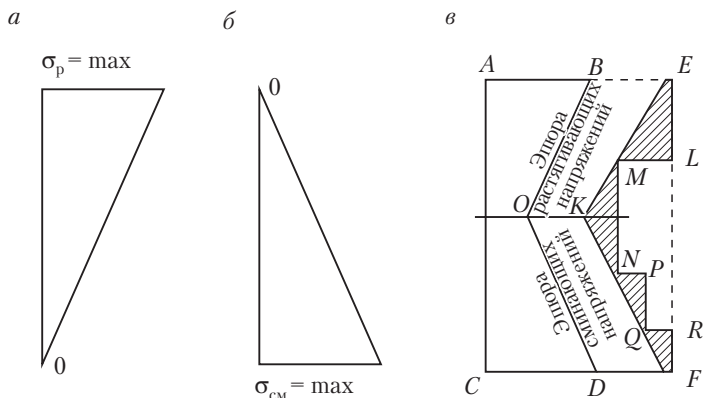


Рис. 9.14. Распределение напряжений в эксплуатационной колонне

Поскольку колонна обсадных труб испытывает одновременно и те и другие напряжения, то ее рассчитывают по максимальным напряжениям, действующим на каждом участке труб. Эпюра таких напряжений изображена на рис. 9.14, в в виде площади многоугольника $ABODC$. Введя поправки на запас прочности для обоих видов напряжений, получим расчетную площадь $AEKFC$. Если подобрать по максимальному напряжению у забоя или устья наибольшую

толщину стенок труб, соответствующую эпюре *AEFC*, то окажется совершенно необоснованным, а потому и недопустимым, значительный перерасход металла, околнуренный треугольником *EFK*. Перерасход металла можно существенно уменьшить, если конструировать колонну из труб с разной толщиной стенок или из разных марок сталей.

Обычно предпочтительней первый вариант. В этом случае расчет на сопротивление смятию сводится к установлению глубины, на которой должен быть переход от труб с большей толщиной стенки к трубам с меньшей. В точках перехода обычно задают одинаковый запас прочности. Такой расчет называется «расчет равнопрочных колонн».

Расчет на сопротивление смятию у забоя обычно начинают с проверки возможности применения труб с минимальной толщиной стенок, затем проверяют, выдержит ли самая верхняя (и самая тонкая) труба вес всей колонны, т.е. рассчитывают на страгивающие нагрузки. В результате расчета может оказаться, что верхний участок колонны будет из более толстых труб. Тогда окончательная эпюра может иметь вид многоугольника *AELMNPQR*; заштрихованная часть *KELMNPQRFK* — это излишний (номинальный) расход металла.

9.3.3. Формулы для расчета колонн обсадных труб

Формула Яковлева. Эту формулу используют для определения страгивающей нагрузки. У обсадных труб наиболее слабым местом с точки зрения сопротивляемости растяжению является резьбовое соединение, а не тело трубы. Поэтому рекомендуется рассчитывать допустимые растягивающие нагрузки по формуле Яковлева, определяющей величину *страгивающей нагрузки* — нагрузки, при которой в наиболее опасном (нагруженном) сечении напряжения достигают предела текучести металла труб:

$$P_{\text{стр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}} \delta_2 \sigma_p}{1 + \frac{D_{\text{ср}}}{2l} \text{ctg}(\alpha + \beta)}, \quad (9.13)$$

где $P_{\text{стр}}$ — усилие, нарушающее резьбовое соединение, кг; $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр трубы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении (пятая нитка от сбега резьбы), см; δ_2 — толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, находящейся в зацеплении, см; σ_p — предел пропорциональности (текучести) металла трубы, кг/см²; l — полезная («работающая») длина резьбы до нитки с полным профилем (основной плоскости), см; α — угол между направлением опорной поверхности резьбы и осью трубы, $\alpha = 62,5^\circ$; β — угол трения металла о металл, $\beta = 18^\circ$.

Формула Саркисова. Формулой пользуются для определения давления смятия овальных и разностенных труб:

$$p_{\text{см}} = 1,1k_{\text{min}} \left\{ \sigma_p + Ek_o^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{4\rho_{\text{min}}^3} \right) - \sqrt{\left[\sigma_p + Ek_o^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{4\rho_{\text{min}}^3} \right) \right]^2 - 4Ek_o^2 \rho \sigma} \right\}, \quad (9.14)$$

где E — модуль упругости, $E = 2,1 \cdot 10^6$ кг/см²; σ_p — предел пропорциональности, принимаемый равным пределу текучести, кг/см²; e — овальность трубы, $e = 2 = \frac{b-c}{b+c}$, где b, c — полуоси овальной трубы (согласно ГОСТу для труб диаметром от 114 до 146 мм $e = 0,025$, а для больших диаметров $e = 0,02$).

В формуле (9.14)

$$k_{\text{min}} = \frac{\delta_{\text{min}}}{D}; k_o = \frac{\delta_o}{D}; \rho = \frac{\delta_o}{\delta_{\text{min}}},$$

где D — средний диаметр трубы, см; δ_{min} — минимальная толщина стенки трубы, см; она определяется как разность между номинальной толщиной стенки δ и минусовым допуском на толщину стенки ω (согласно ГОСТу $\omega = 12,5\%$), следовательно, $\delta_{\text{min}} = 0,875\delta_o$; δ_o — условная расчетная средняя толщина стенок разностенной трубы, см.

Наряду с допусками на наружный диаметр трубы в ГОСТе указываются допуски на толщину стенки и вес труб (табл. 9.3).

Таблица 9.3

**Влияние допусков на величину давления смятия
для обсадных труб марки Д диаметром 168 мм**

Толщина стенки, мм	Давление смятия, кг/см ²			
	при максимальном возможных допусках, наименьших расчетных толщинах и $e = 0,02$	при уменьшении в 2 раза		
		возможного допуска на овальность	отрицательного допуска на вес и толщину стенки трубы	возможной овальности и отрицательного допуска на вес и толщину стенки трубы
7	154	181	170	203
8	203	239	221	262
9	252	295	274	321
10	301	348	326	377
11	349	398	377	430
12	396	447	427	482
14	489	540	525	581

Анализ данных табл. 9.2 показывает, что при ужесточении допусков можно существенно сократить расход металла.

Формула Барлоу. Эта формула используется для определения предельного внутреннего давления:

$$p_{\text{вн}} = \frac{2\delta\sigma_p}{D} = 2k\sigma_p, \quad (9.15)$$

где δ — номинальная толщина стенки трубы, см; D — наружный диаметр трубы, см; σ_p — предел пропорциональности (текучести), кг/см².

Формула для определения растягивающей нагрузки в теле трубы, при которой напряжения достигают предела пропорциональности (текучести).

По этой формуле рассчитывают предельную осевую нагрузку на обсадные трубы (табл. 9.4):

$$P_p = 0,785(D^2 - d^2)\sigma_p, \quad (9.16)$$

где d — внутренний диаметр трубы, см.

О запасах прочности. При определении растягивающей нагрузки по номинальным размерам трубы запас прочности принимается равным 1,3. Если растягивающие нагрузки определяют с учетом минусового допуска на толщину стенки, запас прочности следует принимать равным 1,15.

Рекомендуются следующие минимальные запасы прочности:

□ на смятие для труб: выше зоны перфорации — 1,15, в зоне перфорации без деформации горных пород — 1,3, в зоне перфорации при возможной деформации горных пород — 1,5;

□ в глубоких скважинах для труб в средней части, где кроме внешних сил действуют растягивающие нагрузки (при массе колонны более 70 т) — 1,25;

□ при расчете на внутреннее давление в газовых скважинах — 1,5–2,0.

Упрощенный расчет обсадных

9.4. и насосно-компрессорных труб

Расчет допустимой глубины спуска H_d стальных обсадных колонн ниппельного соединения ведется на разрыв труб в опасном сечении по впадинам резьбы или ниже трубы $H_{д1}$ и на смятие ниток резьбы $H_{д2}$:

$$H_{д1} = \frac{|\sigma_T|f}{2q}, \quad (9.17)$$

$$H_{д2} = \frac{1,2|\sigma_T|(D_p^2 - d_p^2)}{2q}, \quad (9.18)$$

$$H_d = \begin{cases} H_{д1}, & \text{если } H_{д1} < H_{д2}, \\ H_{д2}, & \text{если } H_{д2} < H_{д1}. \end{cases} \quad (9.19)$$

где $|\sigma_T|$ — предел текучести материала труб, Па; f — площадь опасного сечения, м²; q — вес 1 м трубы, Н/м; D_p — наружный диаметр резьбы, м; d_p — внутренний диаметр резьбы, м.

Расчет допустимой глубины спуска стальных обсадных колонн муфтового соединения следует вести из условия страгивания резьбы:

$$H_d = \frac{\pi\delta D_{cp}|\sigma_T|}{q \left(1 + \frac{D_{cp}}{2l} \text{ctg}(\alpha_p + \varphi_{тр}) \right)}, \quad (9.20)$$

где δ — толщина стенки трубы по впадине первой нитки резьбы, м; D_{cp} — средний диаметр резьбы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, м; l — длина нарезанной части трубы, м; α_p — угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, градус; $\varphi_{тр}$ — угол трения, $\varphi_{тр} = 18^\circ$.

Расчет допустимой глубины спуска стальных обсадных труб, соединенных сваркой встык, определяется прочностью сварного шва

$$H_d = \frac{1}{q} 0,35 |\sigma_T| f_{\text{тр}}, \quad (9.21)$$

где $f_{\text{тр}}$ — площадь сечения трубы (принимается равной площади сечения сварного шва), м².

Расчет допустимых внутренних и внешних избыточных давлений $P_{и1}$ из условия прочности, действующих на стальные обсадные трубы:

$$P_{и1} = \frac{D^2 - d^2}{2D^2} |\sigma_T|, \quad (9.22)$$

где D, d — соответственно внешний и внутренний диаметры трубы, м.

Расчет допустимого внешнего избыточного давления $P_{ив2}$ из условия устойчивости

$$P_{ив2} = \frac{2E}{1 - \mu^2} \left(\frac{\sigma}{D} \right)^3, \quad (9.23)$$

где E — модуль Юнга материала труб, Па; μ — коэффициент Пуассона.

Тогда

$$P_{ив} = \begin{cases} P_{и1}, & \text{если } P_{и1} < P_{ив}, \\ P_{ив2}, & \text{если } P_{ив2} < P_{и1}. \end{cases} \quad (9.24)$$

Пластмассовые обсадные трубы соединяются в колонну обычно сваркой (резьба значительно снижает прочность труб). Наиболее опасным видом деформации является смятие труб. Допустимое давление смятия можно приближенно определить по формуле (9.22).

В зависимости от вида напряженного состояния насосно-компрессорные трубы (НКТ) могут рассчитываться на прочность при растяжении, на сопротивляемость смятию избыточным внешним давлением и на сопротивляемость разрыву избыточным внутренним давлением (табл. 9.5).

Пример. Определить величину допустимого избыточного внутреннего давления, действующего на стальную колонну НКТ (трубы гладкие) с внешним диаметром $D = 73$ мм и толщиной стенки $\delta = 5,5$ мм. Материал труб — сталь марки Д.

Решение

Принимаем $|\sigma_T| = 379$ МПа, $d = 62$ мм. Тогда по формуле (9.22) рассчитаем

$$P_{и1} = \frac{0,073^2 - 0,062^2}{2 \cdot 0,073^2} \cdot 379 \approx 57,3 \text{ МПа.}$$

Проверяем по табл. 9.4: для данных труб НКТ = 57,3 МПа.

Таблица 9.5
Прочностная характеристика насосно-компрессорных труб из стали разных марок

D, мм	δ, мм	Растягивающая нагрузка, при которой происходит нарушение целостности колонны, кН												Предельное давление труб всех типов, МПа									
		Гладкие трубы						Трубы с высадкой наружу и типа НКБ						Высокогерметичные трубы типа НКМ									
		Марка стали			Марка стали			Марка стали			Марка стали			Марка стали			Марка стали						
Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л				
33,4	3,5	—	—	—	127	164	181	214	—	—	—	—	—	—	—	79,6	104,8	115,3	136,2	65,0	85,0	93,0	109,0
42,2	3,5	—	—	—	162	213	234	277	—	—	—	—	—	—	—	63,0	82,9	91,2	107,8	48,5	62,5	68,0	79,0
48,3	4,0	118	156	171	203	211	278	306	362	—	—	—	—	—	—	62,9	82,8	91,1	107,7	48,5	62,5	68,0	79,0
60,3	5,0	208	274	301	356	330	434	477	564	270	335	390	461	63,0	82,9	91,2	107,8	48,5	62,5	68,0	79,0	79,0	79,0
73,0	5,5	294	387	426	503	443	583	641	758	370	487	535	633	57,3	75,3	82,9	97,9	42,5	54,5	69,5	68,5	68,5	68,5
73,0	7,0	402	529	582	688	551	725	798	943	478	629	692	818	72,9	96,9	105,5	124,7	58,5	76,0	83,0	97,0	97,0	97,0
88,9	6,5	444	584	643	760	634	835	918	1085	550	723	796	940	55,6	73,1	80,4	95,1	41,0	52,5	56,5	65,0	65,0	65,0
88,9	8,0	—	—	—	768	1010	1111	1314	683	899	989	1168	68,4	90,0	99,0	117,0	54,0	70,0	76,5	89,0	89,0	89,0	89,0
101,6	6,5	460	605	666	787	738	970	1068	1262	635	836	920	1087	48,6	64,0	70,4	83,2	34,0	42,5	45,5	54,5	54,5	54,5
114,3	7,0	567	746	821	970	896	1179	1297	1533	781	1028	1331	1336	46,5	61,2	67,4	79,6	31,5	39,5	42,0	47,5	47,5	47,5

9.5. Спуск обсадной колонны в скважину

9.5.1. Подготовка обсадных труб

Успешный спуск обсадной колонны в скважину определяется правильной подготовкой обсадных труб, нижней и верхней частей обсадной колонны, буровой вышки, бурового оборудования, инструмента и ствола скважины.

Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, за 2–4 дня до спуска доставляют на буровую установку. Погрузку и разгрузку обсадных труб при перевозке с базы технического снабжения на трубную базу и скважину необходимо производить только по специальным накатам или автокраном. Сбрасывать обсадные трубы при разгрузке категорически запрещается. Доставленные на буровую обсадные трубы осматривают для отбраковки непригодных.

При осмотре труб необходимо обращать внимание на кривизну, наличие плен, расслоение металла, деформацию муфт и нарезанных концов. Трубы проверяют на овальность и шаблонируют, а затем укладывают на приемном мосту в штабель в порядке, соответствующем последовательности их спуска в скважину, при этом каждую трубу нумеруют, измеряют ее длину стальной рулеткой (длину трубы следует измерять от свободного торца муфт или от торца муфтовой части до того места на конце трубы с наружной резьбой, которое соответствует положению торца муфты при закреплении соединения), результаты замера пишут мелом на трубе и фиксируют в бланке (табл. 9.6).

Таблица 9.6

Бланк (форма) регистрации обсадных труб, спускаемых в скважину

Диаметр трубы, мм	№ трубы по порядку	Завод-изготовитель	Марка стали	Толщина стенки, мм	Заводской номер	№ плавки	Дата изготовления	Длина трубы, м	Суммарная длина труб, м

Нарезку труб и муфт тщательно очищают жесткой волосяной щеткой, промывают керосином и проверяют калибром. Запрещается проводить очистку резьб металлическими скребками и щетками,

концами расплетенного талевого каната и т.п. После очистки резьбы муфт и труб на них навинчивают нишпели и предохранительные кольца.

Для замены некачественных труб необходимо иметь запасные трубы из расчета не менее 20 м на каждые 1000 м колонны. Обсадные трубы до спуска их в скважину подлежат опрессовке водой при давлении, на 20 % превышающем давление опрессовки при испытании колонны на герметичность, но не выше максимальных опрессовочных давлений, предусмотренных руководящими документами (РД). После подъема давления в трубе до установленной величины оно должно выдерживаться в течение 30 с. Для труб с пропусками в резьбе муфтового соединения после докрепления необходимо производить повторную опрессовку.

Вместе с трубами на буровую доставляют башмак и башмачный патрубок колонны, привинченные и приваренные к первой трубе на трубной базе, со свинченной и приваренной к башмаку чугуновой направляющей пробкой; обратный клапан, опрессованный на давление, предусмотренное планом спуска колонны; упорное кольцо, центрирующие фонари (центраторы), скребки и турбулизаторы, а также, при необходимости, заколонные пакеры и оборудование верхней части обсадной колонны.

9.5.2. Подготовка вышки и бурового оборудования

Перед началом спуска колонны тщательно проверяют состояние вышки и бурового оборудования. При осмотре вышки все дефекты и нарушения в соединениях отдельных узлов, поясов, диагоналей и крепления опор немедленно устраняют. Проверяют вертикальность вышки и равномерность натяга угловых оттяжек.

При проверке лебедки и привода обращают особое внимание на прочность крепления лебедки, редуктора и двигателей к фундаментам, а также на состояние цепных колес, кулачковых сцеплений, шпонок и тормозов.

Для предупреждения осложнений в работе талевого системы проверяют диаметр работающего талевого каната и возможность спуска обсадной колонны на этом канате и оснастке; в случае необходимости талевый канат заменяют новым перед последней промывкой

скважины. Особенно тщательно необходимо проверить состояние крюка, талевого блока, кронблока и индикатора массы (веса).

При подготовке буровых насосов к спуску и цементированию колонны проверяют состояние штоков, сальниковой набивки, гнезд, клапанов, соединений в приводной части; все замеченные дефекты устраняют, а сработанные детали заменяют новыми. Готовность двигателей выясняют по их техническому состоянию, возможности работы в тяжелых условиях спуска обсадной колонны и продавливания цементного раствора при высоком давлении.

9.5.3. Подготовка скважины к спуску обсадной колонны

К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские и измерительные работы (каротажи, кавернометрия, инклинометрия, опробование перспективных объектов и т.д.). Перед последней промывкой скважины проводят контрольный замер бурильных труб с помощью стальной рулетки.

Места сужения ствола по данным кавернометра прорабатывают со скоростью 20–50 м/ч. Перед проработкой по согласованию с геологической службой в буровой раствор добавляют нефть или другие вещества, снижающие липкость глинистой корки. При промывке скважины перед спуском колонны параметры бурового раствора тщательно проверяют и доводят до установленной для данной скважины нормы. После проработки и промывки скважины ее ствол часто шаблонируют. Для этого в скважину спускают на бурильной колонне компоновку из трех-четырех обсадных труб и убеждаются в том, что они доходят до забоя посадок. По окончании шаблонирования скважину промывают, длительность промывки — один-два цикла циркуляции.

В период подготовки ствола скважины к спуску колонны на буровой проверяют необходимые для этой операции инструменты и материалы: три исправных и проверенных элеватора, три точно пригнанных шарнирных ключа, запасной комплект клиньев; комплект штропов, круговой ключ для обсадных труб, пеньковый канат; белила (сурик) или другая смазка, олифа, гвозди и др. Все подготовительные работы по спуску обсадной колонны производятся в период проработки и промывки скважины.

9.5.4. Спуск обсадной колонны в скважину

Спуск обсадной колонны обычно осуществляется в один прием (одной сплошной секцией). Допускается спуск колонны двумя секциями с применением стыковочных устройств, опресованных перед спуском в скважину под давлением, обеспечивающим испытание колонн на герметичность.

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады четко знал и выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев все члены бригады должны пройти инструктаж, рабочие места должны быть очищены от посторонних предметов. Работами по спуску колонны должен руководить буровой мастер или другой инженерно-технический работник, ответственный за спуск колонны согласно разработанному техническому плану.

При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте назначается работник, ответственный за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб.

Колонну должны спускать с помощью клиновых захватов или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска. Элеваторы можно использовать для спуска в скважину обсадных труб, когда масса их невелика, а также при спуске тяжелых колонн, когда предварительно (до спуска) докреплены муфты заводского крепления или используются трубы с муфтами, навинченными на специальных клеевых смазках.

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах следует применять в качестве смазки специальные уплотнительные составы. Применять графитовую смазку или смазку, составленную из цинковых белил и сурика, на газовых скважинах запрещается. Для предотвращения расслабления муфтового соединения промежуточной колонны и кондуктора при последующем воздействии на них бурильной колонны первые 5–10 труб от башмака, после закрепления машинными ключами, приваривают. Во избежание смятия при спуске колонны с обратным клапаном каждую навинченную трубу после снятия ее с клиньев или элеваторов спускают с такой

скоростью, чтобы стрелка индикатора массы (веса) колебалась в пределах пяти делений.

При наличии обратного клапана колонну во время спуска заполняют глинистым раствором через каждые 100–200 м. Чтобы избежать образования воздушной пробки, колонну следует заполнять буровым раствором при 50%-ной подаче насосов. В процессе спуска обсадной колонны устанавливают систематический контроль за плотностью и вязкостью вытесняемого из скважины глинистого раствора. В случае появления признаков газирования глинистого раствора в муфту последней трубы ввинчивают заливочную головку и разгазированный раствор заменяют свежим.

Скважину во время спуска промывают в интервалах, предусмотренных планом спуска. Продолжительность промывки не должна превышать одного цикла циркуляции, причем основными условиями прекращения промежуточной промывки являются необходимое качество и постоянство показателей глинистого раствора по плотности и вязкости, а также падение давления на манометре до величин, равных гидравлическим сопротивлениям. Режимы спуска обсадной колонны и последующего ее цементирования должны быть рассчитаны таким образом, чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с этим осложнений.

Обсадную колонну в наклонную скважину следует спускать как можно быстрее. Для этого рекомендуется в период подготовки скважины к креплению собрать часть колонны в колена и установить их за пальцем в буровой вышке. Эти трубы надо спускать в скважину первыми, причем длина их должна быть примерно равна глубине спуска промежуточной колонны. Так как при спуске труб колонна испытывает большое трение о стенки скважины, то необходимо обращать внимание на изменение нагрузки на крюке.

Контроль за спуском обсадной колонны должен осуществляться по записям и замеру длины колонны, а также по записям регистрирующего манометра индикатора массы (веса). В записях замера обсадных труб указывают число спущенных труб и их суммарную длину. Спуск обсадных колонн является одной из наиболее трудоемких и ответственных операций, от темпов их проведения зависит успех всего процесса бурения.

В настоящее время довольно широко применяют средства механизации, облегчающие труд рабочих, а также ускоряющие спуск

обсадных труб. В процессе подготовки к спуску эксплуатационной колонны ко 2-му и 3-му поясам вышки прикрепляют хомутами две перекладки из насосно-компрессорных труб. Между этими перекладками на роликах монтируют двухэтажную люльку для верхового рабочего. Люлька может передвигаться как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Находящийся в люльке рабочий центрирует обсадные трубы в момент навинчивания.

Для подъема обсадных труб над ротором вместо обычного элеватора применяют легкий шарнирный хомут, подвешиваемый на крюке на двух штропах. Хомут надевают на трубу одновременно со спуском и установкой колонны на ротор. Навинчиваемая труба находится в подвешенном состоянии на хомуте только до тех пор, пока труба не завинчивается на 3–4 нитки. После этого хомут снимают и продолжают свинчивание при свободном верхнем конце трубы. В случае, когда в скважину спускают обсадную колонну со сварными соединительными элементами, обсадные трубы над устьем скважины можно сваривать, используя как автоматическую, так и полуавтоматическую сварочные установки.

9.6. Цементирование скважин

9.6.1. Способы цементирования скважин

Крепление скважин осуществляют для отделения нефтегазовых пластов от вышележащих с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов и для защиты обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому спущенные в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путем закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонной.

Существует ряд способов цементирования скважин. К ним относятся одно- и двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением. В зависимости от условий залегания нефтяных или га-

зовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава и проницаемости применяют тот или иной способ цементирования.

Одноступенчатое цементирование скважин (одноциклового способ) — наиболее распространенный вид цементирования.

Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ее после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из нее, станут одинаковыми. При промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

После того как скважина промыта и вся арматура проверена (все линии от цементировочных агрегатов к цементировочной головке должны быть опрессованы на давление, превышающее максимальное расчетное давление в 1,5 раза; давление опрессовки линий от агрегатов должно выдерживаться в течение 3 мин) приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину. Рекомендуется непосредственно перед началом затворения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее широко используется вода и водные растворы солей (NaCl , CaCl_2 и др.), щелочей (NaOH) и ПАВ (сульфанол). Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость. Объем буферной жидкости рассчитывают, исходя из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачивания буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку¹ (рис. 9.15, *а*). Затем с помощью цементосмесителей и цементировочных агрегатов готовят цементный раствор, который агрегатами перекачки закачивается в скважину. После закачки цементного раствора из цементировочной головки продавливают верхнюю пробку (рис. 9. 15, *б*), и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны (рис. 9. 15, *в*).

¹ В некоторых нефтяных районах (например, Татарстан, Башкортостан), где глубины скважин сравнительно небольшие, производят цементирование без нижней пробки.

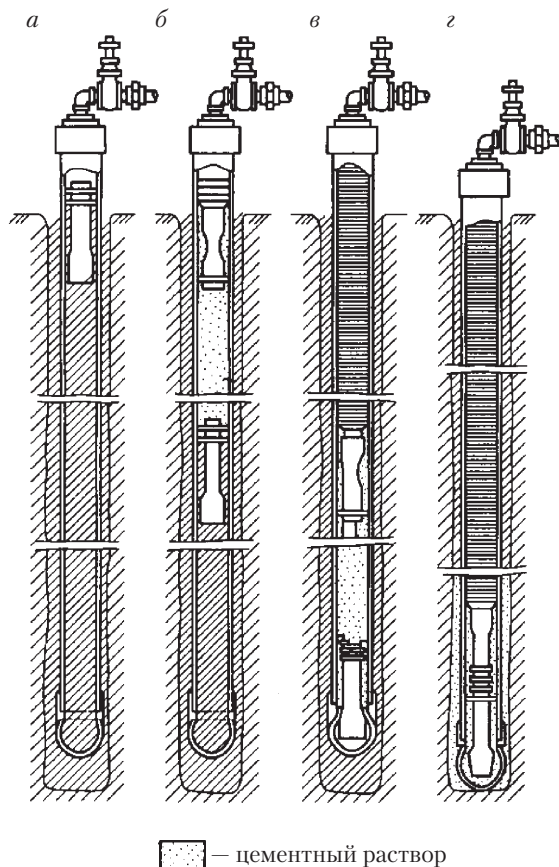


Рис. 9.15. Стадии процесса цементирования с двумя пробками:
 а — опускание нижней пробки; б — закачка цемента и опускание верхней пробки;
 в — продавливание цемента к башмаку колонны; з — продавливание цемента в за-
 колонное пространство

Далее приступают к продавливанию цементного раствора вниз. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементировочных агрегатов. При продавливании цементного раствора ведется учет закачиваемой в колонну жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшихся $0,5\text{--}1,0\text{ м}^3$ продавочной жидкости перейти на один агрегат, с помощью которого и производится посадка пробок на упорное кольцо (рис. 9.15, з).

Этот момент характеризуется так называемым «ударом», т.е. резким повышением давления на заливочной головке. Величину «удара» определяет руководитель работ; обычно она превышает максимальное давление, имевшееся перед моментом схождения пробок, не более чем на 0,5–1,0 МПа. На этом процесс цементирования заканчивается, и скважину оставляют при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и твердения цементного раствора.

Двухступенчатое цементирование скважин рекомендуют применять в следующих случаях:

- при возникновении технических трудностей, которые не позволяют поднять уровень цементного раствора на требуемую высоту;
- при высокой температуре на забое скважины, что ограничивает во времени проведение одноступенчатого цементирования;
- когда затрубное пространство (для экономии цемента) требуется заполнить цементом не сплошь, а оставив незацементированный промежуток между эксплуатируемыми объектами.

Для проведения двухступенчатого цементирования необходимо в обсадной колонне на некоторой высоте от забоя скважины установить специальную заливочную муфту (рис. 9.16, *a*).

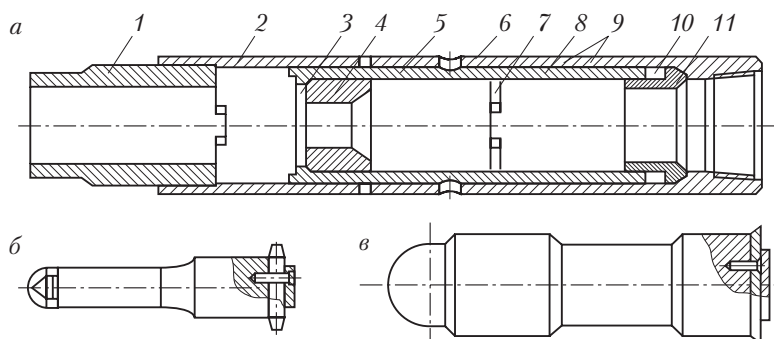


Рис. 9.16. Заливочная муфта (*a*), нижняя (*б*) и верхняя (*в*) пробки для двухступенчатого цементирования:

- 1 — переводник; 2 — кожух; 3 — вырезы под замок против вращения в нижнем цилиндре; 4, 11 — седло; 5 — цилиндр нижний; 6 — резиновое кольцо; 7 — вырезы под замок против вращения в верхнем цилиндре; 8 — цилиндр верхний; 9 — вырезы; 10 — предохранительное кольцо

Технологический процесс двухступенчатого цементирования осуществляется в следующем порядке. Обсадную колонну с оборудованным низом и заливочной муфтой спускают в скважину и как при обычной промывке подготавливают к цементированию. Перед спуском в скважину заливочная муфта должна быть опробована на поверхности.

После подготовки скважины к цементированию прокачивают первую порцию (расчетное количество) глинистого раствора и опускают нижнюю цементировочную пробку (рис. 9.17, *а*). Затем прокачивают вторую порцию цементного раствора и спускают вторую (верхнюю) цементировочную пробку, которую продавливают вниз второй порцией (расчетное количество) глинистого раствора (рис. 9.17, *б*).

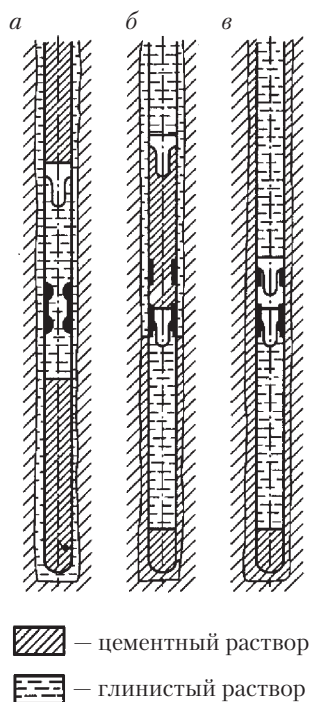


Рис. 9.17. Схема двухступенчатой заливки скважины:

а — опускание нижней пробки; *б* — опускание верхней пробки; *в* — окончание цементирования

Нижняя цементировочная пробка, проталкиваемая жидкостью вниз, в определенный момент упирается своими плечиками в седло 4 (см. рис. 9.16, *a*) нижнего цилиндра заливочной муфты и под давлением столба жидкости и давления насосов срезает стопорные болты. Нижний цилиндр 5 движется вниз до момента захода его нижних выступов в вырезы 9 переводника с муфты на обсадную колонну. При движении нижнего цилиндра открываются цементировочные отверстия, и цементный раствор, расположенный над нижней пробкой, устремляется в затрубное пространство, а нижняя цементировочная пробка, плотно прилегая своими плечиками к седлу 4, под действием давления герметически закрывает нижнюю часть колонны — от заливочной муфты до башмака.

Таким образом заканчивается цементирование первой (нижней) ступени: цементный раствор первой порции поднят на заданную высоту от башмака колонны. Одновременно происходит заливка второй ступени через отверстия в цементировочной муфте.

Верхняя (вторая) цементировочная пробка, двигаясь вниз, упирается своими плечиками в седло 11 (см. рис. 9.16, *a*) верхнего цилиндра 8 заливочной муфты, и под действием давления срезает стопорные болты верхнего цилиндра. При этом цилиндр движется вниз и перекрывает цементировочные отверстия (рис. 9.17, *b*), в результате чего наступает момент удара «стоп», когда давление мгновенно поднимается и цементирование колонны на этом заканчивается.

Для контроля успешности перекрытия цементировочных отверстий, а также (см. рис. 9.16) надежности выдерживания пружинным кольцом давления цементного раствора в затрубном пространстве на колонне открывают кран цементировочной головки, закрытой в момент «удара» при давлении порядка 10 МПа, и наблюдают за количеством вытекающей из колонны жидкости и давлением на головке.

Если объем вытекшей жидкости равен объему шланга и нагнетательной линии, а давление при истечении жидкости мгновенно падает до нуля, то заливка второй ступени прошла успешно, и скважину оставляют на период твердения цемента. После окончания этого периода заливочную головку снимают, спускают бурильную колонну с долотом и разбуривают пробки, промывают скважину до

цементного стакана в башмаке колонны и проверяют высоту подъема цемента в первой и второй ступенях.

Двухступенчатый способ цементирования часто применяют с некоторыми изменениями, например производят заливки с выдержкой по времени между затворением первой и второй порциями цемента.

При нормальном цементировании ствола скважины могут быть зацементированы малодебитные или сильно дренированные пласты, в результате резко снизится производительность скважины. В этом случае производится **манжетное цементирование скважины**, когда нижняя часть эксплуатационной колонны, в пределах нефте- и газоносного пластов, составляется из перфорированных труб — фильтра.

Цементный раствор из обсадной колонны в затрубное пространство скважины поступает через боковые отверстия в обсадных трубах, расположенных над фильтром. Ниже боковых отверстий внутри обсадной колонны на стыке труб устанавливают «прямой» клапан, открывающийся вверх и пропускающий жидкость только снизу вверх, а снаружи — воронкообразную манжету, назначение которой — преградить путь цементу вниз. Манжета представляет собой воронку из эластичного материала (брезента, кожи и т.п.) высотой 60–70 см, причем верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины.

При проведении двухступенчатого или манжетного цементирования обсадных колонн широко используются заколонные пакеры типа ПДМ. Они разработаны и выпускаются для обсадных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм как с резинотканевыми, так и с резинометаллическими уплотнительными элементами.

Пакер опускают в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цементировании пакер размещают между ступенями цементирования, а при манжетном — над продуктивным пластом. Цементирование первой ступени (ниже пакера) проводят через башмак обсадной колонны, цементирование второй ступени (выше пакера) — через цементировочные отверстия пакера с использованием верхней цементировочной пробки. Затрубное пространство пакеруют перед цементированием второй ступени путем раздувания уплотнительного элемента пакера жидкостью из обсадной колонны. При манжетном цементировании скважины применяют

верхнюю цементирующую пробку, а пакеровку осуществляют промывочной жидкостью или начальной порцией тампонажного раствора (рис. 9.18).

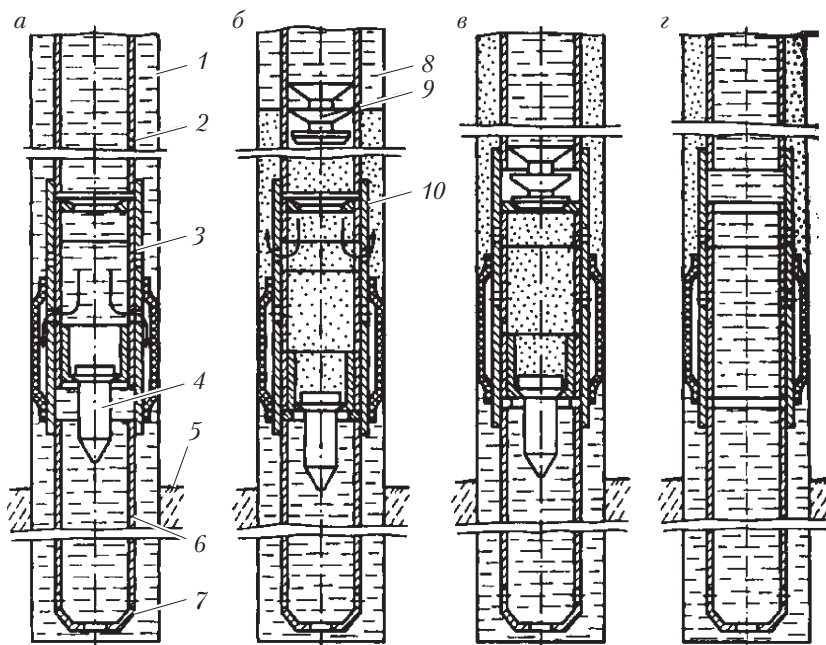


Рис. 9.18. Технологическая схема манжетного цементирования скважин с пакером типа ПДМ:

а — спуск и посадка пробки; *б* — цементирование; *в* — закрытие цементирующих отверстий пакером; *г* — скважина после разбуривания пробки, втулки и седел; 1 — скважина; 2 — обсадная колонна; 3 — паз; 4 — пробка; 5 — продуктивный пласт; 6 — фильтр; 7 — башмак колонны; 8 — продавочная жидкость; 9 — пробка верхняя; 10 — тампонажный раствор

Цементирование хвостовиков осуществляют двумя способами: с разделительной цементирующей пробкой и без нее. При этом хвостовик спускают на бурильных трубах с помощью специальных переводников с левой резьбой (см. рис. 9.9).

Первый способ более совершенный. Так как диаметр хвостовика и бурильных труб, на которых его спускают, разные, для разделения цементного раствора и продавочной жидкости используют це-

ментировочную пробку, состоящую из двух частей. Нижняя часть пробки подвешивается в хвостовике на специальном патрубке с помощью штифтов, верхняя — движется на колонне бурильных труб за цементным раствором (рис. 9.19). Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней пробки и перекрывает его, создается избыточное давление, штифты срезаются, и до упорного кольца обе части пробки движутся совместно.

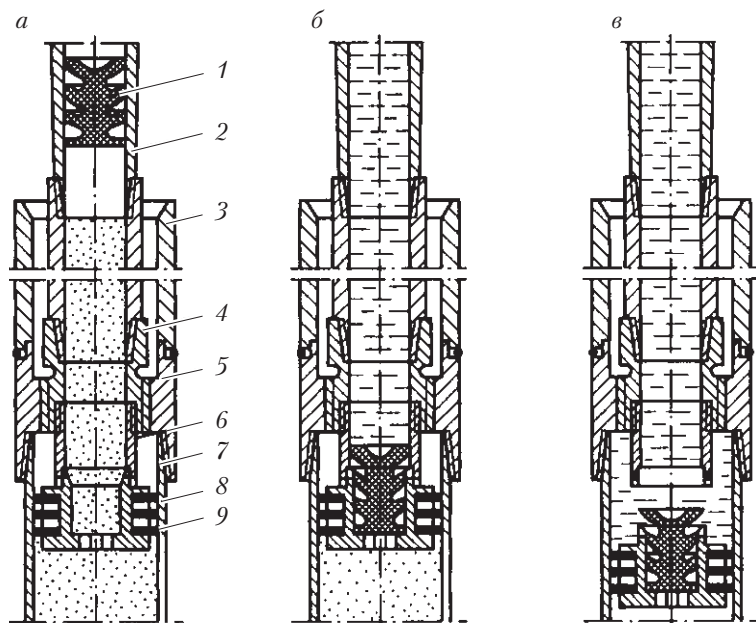


Рис. 9.19. Схема цементирования хвостовика с разделительной цементировочной пробкой:

а — закладка цементного раствора; *б* — посадка верхней упругой части пробки на нижнюю; *в* — прокачка цементного раствора по обсадной колонне; 1 — бурильные трубы; 2 — верхняя упругая часть разделительной пробки; 3, 5 — специальные муфты; 4 — левый переводник; 6 — патрубок; 7 — шпилька; 8 — нижняя часть разделительной пробки; 9 — обсадные трубы

Герметизация кольцевого пространства между предыдущей обсадной колонной и хвостовиком достигается использованием уплотняющего устройства «Герус» (рис. 9.20). В настоящее время применяются устройства размером 299×219 , 245×168 и 219×146 мм.

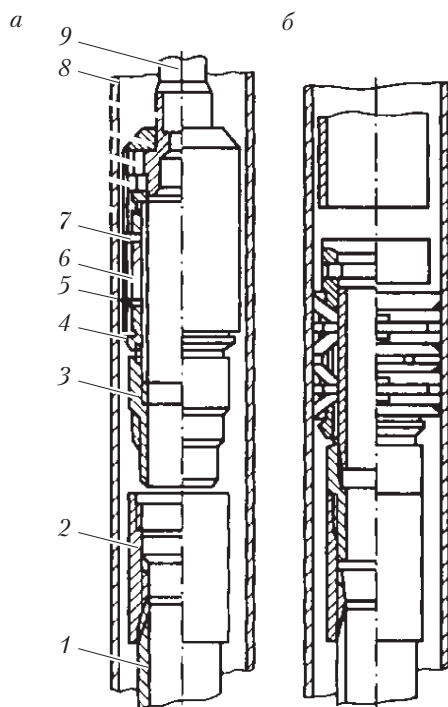


Рис. 9.20. Конструкция уплотняющего устройства «Герус»: *а* — до установки; *б* — после установки; 1 — хвостовик; 2 — специальная муфта-разделитель; 3 — ниппель; 4 — гайка; 5 — корпус; 6 — кожух; 7 — раздвижное кольцо; 8 — промежуточная колонна; 9 — бурильная труба

После спуска и цементирования хвостовика на бурильных трубах спускают «Герус» и при его плавном касании к верхней части хвостовика при одновременном вращении с помощью ротора нижний конец устройства (ниппель 3) свинчивают с правой резьбой специальной муфты-разъединителя 2. Затем снимают кожух 6, для этого дают натяжку на трубы на 40–50 кН больше их веса.

При спуске в скважину хвостовика с частично перфорированными обсадными трубами хвостовик цементируют через отверстия, расположенные над фильтром, а не через башмак колонны. В этом случае ниже отверстия монтируют заглушку или клапан, открывающийся вверх (прямой клапан), а над ними должен быть установлен обратный клапан. Делают это для того, чтобы предот-

вернуть обратное поступление цементного раствора в колонну после отвинчивания бурильных труб.

К **цементированию под давлением** относятся обратное и ремонтное цементирования через заливочные трубы.

Обратное цементирование — это цементирование обсадной колонны с закачиванием цементного раствора и продавочной жидкости в заколонное пространство и выходом циркуляции через колонну. Обратное цементирование применяется крайне редко (главным образом из-за опасности поглощения), только в тех случаях, когда одноступенчатое цементирование невозможно.

При обратном цементировании обсадную колонну спускают в скважину без обратного клапана и упорного кольца. На верхний конец колонны после промывки навинчивают головку с кранами высокого давления и лубрикатором. Головку соединяют трубопроводом с циркуляционной системой буровой установки. Заколонное пространство скважины герметизируют преентором.

Цементный раствор закачивают непосредственно в заколонное пространство; вытесняемый им буровой раствор поднимается вверх по обсадной колонне и через устьевую головку и трубопровод направляется в циркуляционную систему.

Наибольшую трудность при обратном цементировании представляет определение момента, когда первая порция цементного раствора подходит к башмаку обсадной колонны. Надежно это можно сделать с помощью прибора гамма-каротажа. Такой прибор спускают в скважину на кабеле, пропущенном через лубрикатор в устьевой головке, и устанавливают в 100–200 м от башмака. Первую порцию цементного раствора активизируют изотопом с малым периодом полураспада. Зная глубину установки прибора в колонне и объем заколонного пространства на участке от этой глубины до башмака колонны, по суммарной подаче насосов, закачивающих жидкость в скважину, можно рассчитать время, за которое цементный раствор заполнит этот участок и войдет внутрь колонны.

При обратном цементировании на стенки скважины оказывается меньшее давление, чем при одноступенчатом способе. Наряду с этим качество цементного раствора, поступающего в нижнюю часть скважины (к башмаку колонны), хуже, чем при одноступенчатом цементировании, поскольку невозможно использовать разделительные пробки.

При проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах достаточно широко применяют цементирование по способу Байбакова.

Скважине, в которой обнаруживается прорыв верхних вод, дают поработать 2–3 дня для расширения дренажных каналов, по которым вода проникает в колонну. После этого скважину глушат и промывают с помощью компрессорных труб ниже верхних отверстий фильтра. Затем промывочную колонну труб сажают с помощью планшайбы на крестовине фонтанокмпрессорной головки и закрепляют болтами. Далее скважину испытывают на поглощение с помощью бурового насоса или цементирующего агрегата. Если при этом окажется, что поглощение пласта незначительно (менее $0,5 \text{ м}^3/\text{мин}$ при давлении 5 МПа), скважину вновь пускают в работу для дальнейшего увеличения дренажных каналов. Добившись требуемого поглощения пласта, устье скважины оборудуют специальным манифольдом (рис. 9.21). Для проведения цементирования необходимы два цементирующих агрегата.

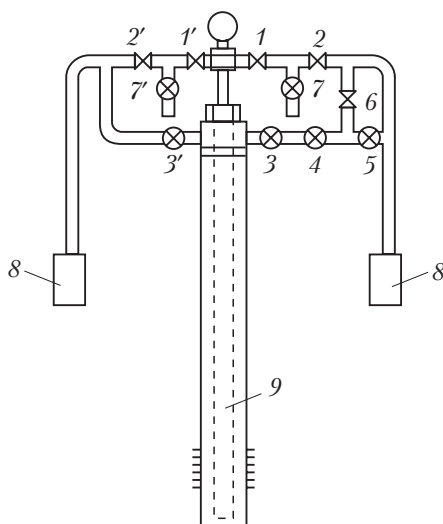


Рис. 9.21. Схема присоединения цементирующих агрегатов для ремонтного цементирования по способу Байбакова: 1–7, 1'–3', 7' – задвижки (краны); 8 – цементирующие агрегаты; 9 – заливочные трубы

После испытания пласта на поглощение и опрессовки линии нагнетания начинают закачивать цементный раствор через задвижки 1, 2, 1' и 2' при открытых задвижках 3–5; задвижки 6, 7, 7' и 3' закрыты. Прокачиваемый в трубы цементный раствор вытесняет из скважины воду, которая свободно выходит по нижней струне через задвижки 3–5. Для предотвращения прокачки цементного раствора в пространстве между заливочными трубами и обсадной колонной выше фильтра (дыр перфорации) задвижки 4 и 5 закрывают в тот момент, когда расстояние от цементного раствора до башмака цементировочных труб равно высоте столба 1 м³ воды. После этого начинается продавливание цементного раствора в пласт — эта операция производится до предельного давления цементировочного агрегата. Остатки цементного раствора вымывают при обратной промывке, когда воду закачивают в скважину через задвижки 6, 4, 3 и 3', при этом задвижки сначала 2 и 2', а затем и 5 закрыты; жидкость выходит из скважины через заливочные трубы и открытые задвижки 1 и 1', а затем выбрасывается через задвижки 7 и 7'.

Во время продавливания цементного раствора в пласт необходимо следить за давлением на головке и в затрубном пространстве. Цементный раствор вымывается при давлении на 0,3–0,5 МПа ниже конечного давления продавливания с тем, чтобы не создавать большой депрессии на пласт, в котором цементный раствор еще находится в жидком состоянии. Промывку обычно ведут в течение времени, необходимого для схватывания цементного раствора, с расчетом вымывания раствора из заливочных труб без остатка. Давление на пласт необходимо сохранить до начала схватывания цементного раствора, после чего давление понижают, разбирают заливочную арматуру и извлекают заливочные трубы.

9.6.2. Тампонажные материалы

Тампонажные материалы — это материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превращаться в твердый непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные цементы образуются на основе:

- портландцемента;

- доменных шлаков;
- известково-песчаных смесей;
- других материалов (например, белитовые).

Для цементирования скважин применяют тампонажные цементы только на основе портландцемента и доменных шлаков.

К цементным растворам предъявляют следующие требования:

- подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;

- структурообразование раствора, т.е. загустение и схватывание после продавливания за обсадную колонну, должно проходить быстро;

- цементный раствор на стадиях загустения и схватывания, а также сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

- цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при проведении различных технологических операций.

К *важнейшим свойствам цементного раствора* относятся водосодержание (водоцементное отношение), водоотдача, плотность, подвижность (растекаемость), сроки схватывания, время загустения, седиментационная устойчивость (способность частиц цементного раствора не оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести), структурная вязкость, механическая прочность, проницаемость, объемные изменения и коррозионная устойчивость.

В зависимости от добавки тампонажные цементы и их растворы подразделяются на песчаные, волокнистые, гелецементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низкой водоотдачей, водоэмульсионные, нефтецементные и др. Номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака:

- тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент — для скважин с температурой до 50 °С, «горячий» — до 100 °С, плотность раствора 1,88 г/см³);

□ облепченные цементы для получения растворов плотностью 1,4–1,6 г/см³ на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температур 90–140 °С). В качестве облепчающих добавок используют глинопорошки или молотую пемзу, трепел, опоку и др.;

□ утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см³ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температур 90–140 °С. В качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.;

□ термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90–140 и 140–180 °С;

□ низкогигроскопические тампонажные цементы для длительного хранения.

Регулируют свойства цементных растворов путем изменения водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих схватывание и твердение, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

На практике в большинстве случаев применяют цементный раствор с В:Ц = 0,4–0,5. Нижний предел В:Ц ограничивается текучестью цементного раствора камня и увеличением времени его схватывания.

К ускорителям схватывания относятся хлориды кальция, калия, натрия и алюминия; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют его при низких температурах (до –40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора такие химические реагенты, как гидролизированный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфитоспиртовая барда, концентрированная сульфоспиртовая барда, нитролигнин. Эти реагенты оказывают комбинированное действие; понижают водоотдачу и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

Для приготовления цементного раствора химические реагенты предварительно растворяют в жидкости затворения (воде). Утяжеляющие, облепчающие и повышающие термостойкость

добавки смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением в условиях бурового предприятия (сухие цементные смеси). От правильного выбора тампонажного цемента и добавок к нему зависит качество крепления строящейся скважины. Поэтому выбор рецептуры тампонажного раствора следует проводить только на основании детальных лабораторных исследований. Особое внимание следует уделять смешиванию цемента с добавками. В США непосредственно перед приготовлением тампонажного раствора сухую смесь перекачивают в пустой цементосмеситель, а затем обратно. Этим достигают равномерного распределения добавок.

9.6.3. Оборудование для цементирования скважин

К оборудованию, необходимому для цементирования скважин, относятся цементировочные агрегаты, цементосмесительные установки, цементировочная головка, заливочные пробки и другое мелкое оборудование (краны высокого давления, устройства для распределения раствора, гибкие металлические шланги).

Затворение цемента (если не используется цементосмесительная установка) производят с помощью **цементировочного агрегата**, который закачивает цементный раствор в скважину и продавливает его в затрубное пространство. Кроме того, цементировочные агрегаты используют для проведения других работ (например, установка цементных мостов, нефтяных ванн, испытание колонн на герметичность).

Учитывая характер работ, цементировочные агрегаты изготавливают передвижными, с монтажом всего необходимого оборудования на грузовой автомашине. На открытой платформе автомашины смонтированы (рис. 9.22): поршневой насос высокого давления для прокачки цементного раствора в колонну обсадных труб; ротационный насос для подачи воды в цементную мешалку при приготовлении цементного раствора; замерные баки, с помощью которых определяют количество жидкости, закачиваемой в колонну для продавливания цементного раствора; двигатель для привода насоса.

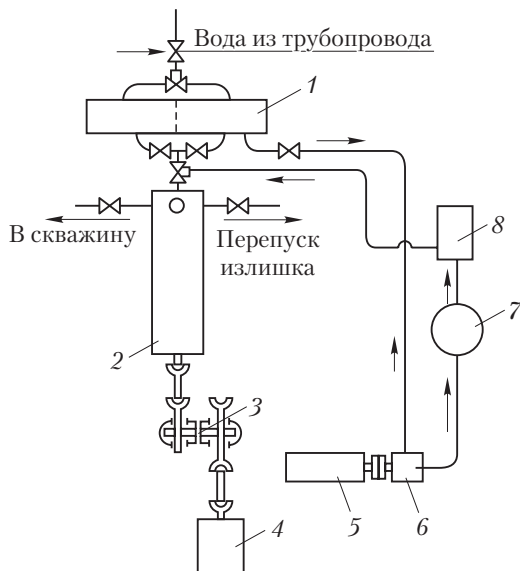


Рис. 9.22. Схема действия цементировочного агрегата при затворении и закачке цементировочного раствора: 1 – замерный бак; 2 – цементный насос; 3 – коробка отбора мощности; 4 – коробка передач автомобиля; 5 – двигатель; 6 – ротационный насос; 7 – цементосмеситель; 8 – цементный бачок

Для цементирования обсадных колонн применяют цементировочные агрегаты (ЦА) разных типов: ЦА 320А, ЦА 320С, ЗЦА 400А, УНБ 2-630-50, УНБ2-160, УГБ2-400-40. Они отличаются прежде всего гидравлической мощностью насосов. Для централизованной обвязки цементировочных агрегатов с устьем скважины применяют блок манифольдов. Он состоит из коллектора высокого давления для соединения ЦА с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения воды и продавочной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов, как правило, оборудован грузоподъемным устройством.

Для приготовления тампонажных растворов применяют цементосмесительные установки, снабженные смесительными устройствами гидровакуумного типа: агрегат смесительный ЗАС-30, установка цементосмесительная УС630, по индивидуальным заказам выпускается агрегат смесительный АСМ-25 (рис. 9.23).

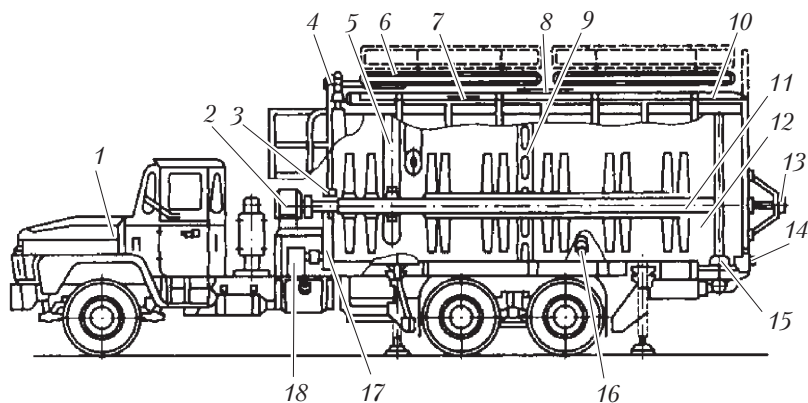


Рис. 9.23. Агрегат смесительный АСМ-25:

1 — шасси несущего автомобиля; 2 — редуктор; 3 — сальниковое уплотнение валов мешалок; 4 — коробка раздаточная цепная; 5 — загрузочный шнековый транспортер; 6 — редуктор загрузочного шнекового транспортера; 7 — смотровой люк; 8 — моечный люк; 9 — указатель уровня; 10 — заливочный трубопровод; 11 — вал мешалки; 12 — резервуар; 13 — выносная опора; 14 — шламовый люк; 15 — донный клапан; 16 — патрубок для соединения с приемным манифольдом ЦА; 17 — коробка раздаточная цепная; 18 — коробка отбора мощностей

Цементировочные головки предназначены для промывки скважины и проведения цементирования. Спущенная обсадная колонна оборудуется специальной цементировочной головкой, к которой присоединяются нагнетательные трубопроводы (манифольды) от цементировочных агрегатов. В настоящее время применяют цементировочные головки типа ГЦУ: ГЦУ-140-146, ГЦУ-168, ГЦУ-245, ГЦУ-243, ГЦУ-324, ГЦУ-340. Конструкция устьевого цементировочной головки типа ГЦУ (рис. 9.24) рассчитана на максимальное давление 40 МПа. Диаметр обвязываемых этими головками колонн от 140 до 340 мм.

Головка состоит из корпуса 7, крышки 1 с разделительным устройством, трехходовым краном и манометром, двух стопорных винтов 5, пробковых кранов 3, цементировочной пробки 4, элементов обвязки 6 и накидной гайки 2. Корпус головки имеет семь отводов, к четырем из которых, расположенным в нижней части, присоединены угловые трехходовые пробковые краны, а к верхнему боковому — проходной пробковый кран. В остальные два отвода ввинчены стопоры для поддержания цементировочной пробки.

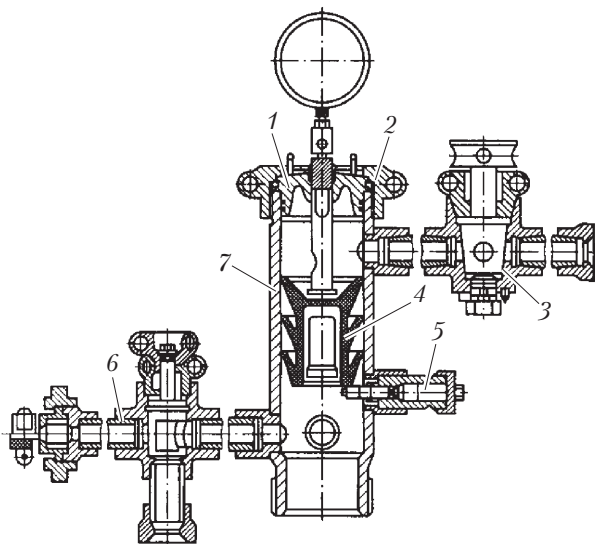


Рис. 9.24. Конструкция головки цементировочной устьевой типа ГЦУ

Цементировочные (разделительные) пробки предназначены для отделения бурового раствора и продавочной жидкости от цементного раствора при цементировании обсадных колонн, а также получения сигнала об окончании продавливания цементного раствора (рис. 9.25). При двухступенчатом цементировании используются специальные цементировочные пробки (см. рис. 9.17).

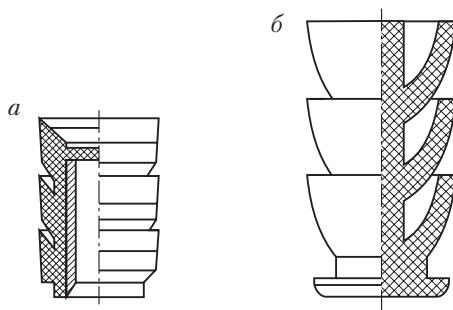


Рис. 9.25. Цементировочные пробки:
а — нижняя самоуплотняющаяся с металлическим остовом; *б* — верхняя самоуплотняющаяся резиновая

9.7. Методика расчета цементирования скважин

9.7.1. Расчет одноступенчатого цементирования

Расчет цементирования скважин сводится к определению:

- необходимого количества сухого цемента;
- количества воды для цементного раствора;
- количества глинистого раствора (или другой жидкости), необходимого для продавливания цементного раствора¹;
- продолжительности цементирования (как правило, цементирование должно быть организовано таким образом, чтобы время с момента приготовления цементного раствора до конца продавливания его в затрубном пространстве не превышало 1 ч);
- давления в насосе в последний момент цементирования;
- мощности насосов, участвующих в цементировании;
- количества цементосмесительных машин и цементировочных агрегатов.

Далее приведена схема расчета одноступенчатого цементирования.

Расчет необходимого количества цементного раствора. Порядок проведения расчета следующий.

1. Определяем объем необходимого количества цементного раствора:

$$V_{\text{ц}} = 0,785(\alpha D^2 - d_2^2)H_1 + 0,785d_1^2h_4, \quad (9.25)$$

где D — диаметр скважины, м; d_2 — внешний диаметр колонны обсадных труб, м; d_1 — внутренний диаметр колонны обсадных труб, м; H_1 — высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве, м; h_4 — высота цементного раствора в колонне обсадных труб, м; α — объемный коэффициент, учитывающий наличие расширений и каверн (определяется по кавернограмме).

2. Найдим объем сухого цемента, необходимого для приготовления 1 м³ цементного раствора:

¹ Для разведочных районов этот расчет разделен на определение требуемого количества сухой глины и воды для приготовления глинистого раствора.

$$V'_{\text{ц}} = \frac{q}{\rho_{\text{ц}}}, \quad (9.26)$$

где q — масса сухого цемента, необходимого для приготовления 1 м^3 цементного раствора, т; $\rho_{\text{ц}}$ — плотность сухого цемента, $\text{т}/\text{м}^3$.

3. Определяем объем воды, необходимый для приготовления 1 м^3 цементного раствора:

$$V'_B = \frac{qm}{\rho_B}, \quad (9.27)$$

где m — водоцементное отношение (В:Ц); ρ_B — плотность воды, $\text{т}/\text{м}^3$.

4. Находим массу сухого цемента (в т), необходимого для приготовления 1 м^3 цементного раствора. Так как объем цемента и воды составляет 1 м^3 цементного раствора, то можно записать

$$\frac{q}{\rho_{\text{ц}}} + \frac{mq}{\rho_B} = 1, \text{ или } \rho_{\text{ц}}\rho_B = q\rho_B + mq\rho_{\text{ц}}.$$

Откуда

$$q = \frac{\rho_{\text{ц}}\rho_B}{\rho_B + m\rho_{\text{ц}}}. \quad (9.28)$$

5. Определяем плотность цементного раствора:

$$\frac{q}{\rho_{\text{ц}}} + \frac{mq}{\rho_B} = \frac{q(1+m)}{\rho},$$

где ρ — плотность цементного раствора, $\text{т}/\text{м}^3$.

Откуда

$$\rho = \frac{\rho_{\text{ц}}\rho_B(1+m)}{\rho_B + m\rho_{\text{ц}}} \quad (9.29)$$

или

$$\rho = q(1+m). \quad (9.29')$$

6. Определяем необходимое количество сухого цемента:

$$Q' = V_{\text{ц}}q = V_{\text{ц}} \frac{\rho_{\text{ц}}\rho_B}{\rho_B + m\rho_{\text{ц}}}. \quad (9.30)$$

7. Рассчитаем объем воды, необходимый для приготовления цементного раствора:

$$V_B = mQ' = mV_{\text{ц}} \frac{\rho_{\text{ц}}\rho_B}{\rho_B + m\rho_{\text{ц}}}. \quad (9.31)$$

8. Находим необходимое количество сухого цемента (в т) с учетом возможных потерь (при просеивании, рассыпке в мешки и др.):

$$Q = \beta Q', \quad (9.32)$$

где β — коэффициент, $\beta = 1,05-1,15$, при использовании цементосмесительных машин $\beta = 1$.

Расчет количества глинистого раствора, необходимого для продавливания цементного раствора. Порядок проведения расчета следующий.

1. Определяем количество глинистого раствора для продавливания цементного раствора в затрубное пространство:

$$V_{ж} = 0,785d_1^2\Delta(H - h\Delta), \quad (9.33)$$

где Δ — коэффициент, учитывающий сжимаемость жидкости; $\Delta = 1,03-1,05$.

2. Определяем общий (суммарный) объем жидкости, закачиваемой в скважину:

$$V_{об} = V_{ц} + V_{ж}. \quad (9.34)$$

Расчет времени, необходимого для закачки цементного раствора и продавочной жидкости в скважину. При закачке цементного раствора в скважину часть напора в насосе теряется на преодоление гидравлических сопротивлений, которые обычно определяются по формуле Дарси — Вейсбаха:

$$p_{гидр} = \lambda \frac{L\omega^2}{2dg}. \quad (9.35)$$

Как видно из формулы (9.35), гидравлические сопротивления зависят от длины трубопровода L , его диаметра d и квадрата скорости движения жидкости ω^2 .

В условиях цементирования скважин эта формула не позволяет определить все гидравлические потери. Поэтому пользуются эмпирическими формулами.

При работе с одним-двумя цементировочными агрегатами пользуются формулой Шищенко — Бакланова:

$$p'_{гидр} = 0,01H + 8, \quad (9.36)$$

а при одновременной работе нескольких (более трех) агрегатов

$$p'_{гидр} = 0,02H + 16, \quad (9.37)$$

где H — глубина скважины, м.

На практике формулы (9.36) и (9.37) уточняют на основании экспериментальных данных.

В начале цементирования для продавливания глинистого раствора цементным необходимо, чтобы насос развивал давление:

$$p_n > p_r,$$

где p_n — давление, развиваемое насосом; p_r — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений.

В зависимости от величины p_r и характеристики насоса цементировочного агрегата цементный раствор начинают закачивать со II скорости, затем постепенно переходят на более высокие скорости — со II на III, с III на IV (рис. 9.26).

Чтобы упростить расчет, принимаем, что гидравлические потери одинаковые в течение всего процесса цементирования.

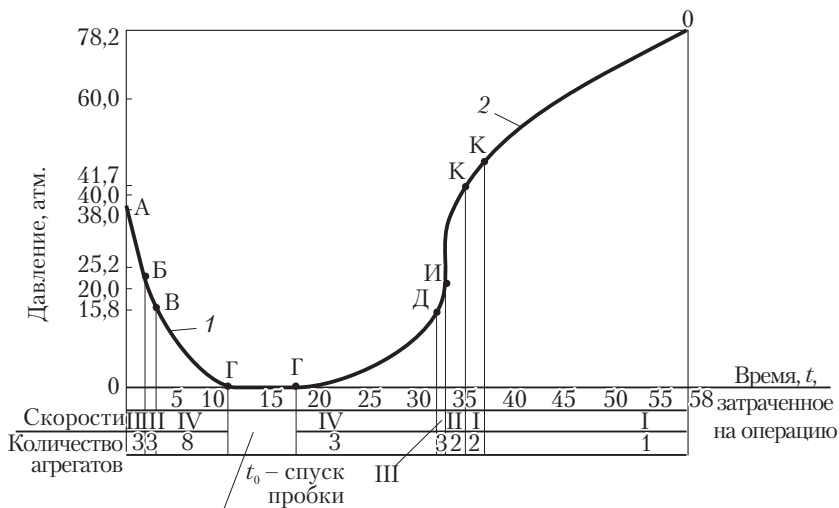


Рис. 9.26. График изменения давления при закачке и продавливании цементного раствора:

1 — закачка цементного раствора; 2 — продавливание глинистым раствором

Расчет дополнительного давления при включении различных скоростей цементировочного агрегата для преодоления разности плотностей цементного и глинистого растворов проводят по уравнению

$$p_n = p_\Gamma + p_p, \quad (9.38)$$

где p_n — давление насоса, допустимое при соответствующей скорости включения; p_Γ — давление, учитывающее гидравлические сопротивления; p_p — давление, учитывающее разность плотностей (берется со знаком минус, когда столб цементного раствора находится внутри колонны обсадных труб, и со знаком плюс, когда столб цементного раствора находится в затрубном пространстве).

Требуется определить для каждой скорости значение p_p и выразить его через давление столба жидкости, что позволит найти граничные значения для переключения цементировочного агрегата с одной скорости на другую.

1. Расчет для IV скорости:

$$p_p^{IV} = p_\Gamma - p_{IV}. \quad (9.39)$$

Такое давление создает столб жидкости высотой h_{IV} :

$$h_{IV} = \frac{10p_p^{IV}}{\rho - \rho_1}, \quad (9.40)$$

где ρ_1 — плотность жидкости (глинистого раствора) до прокачки цементного раствора, т/м³.

2. Расчет для III скорости:

$$p_p^{III} = p_\Gamma - p_{III}; \quad (9.41)$$

$$h_{III} = \frac{10p_p^{III}}{\rho - \rho_1}. \quad (9.42)$$

3. Расчет для II скорости:

$$p_p^{II} = p_\Gamma - p_{II}; \quad (9.43)$$

$$h_{II} = \frac{10p_p^{II}}{\rho - \rho_1}. \quad (9.44)$$

Определение количества прокачиваемого цементного раствора и времени для его прокачивания при последовательном включении различных скоростей цементировочного агрегата проводят в следующем порядке.

1. Расчет для I скорости:

□ объем цементного раствора, который необходимо закачать в скважину до перехода на II скорость (рис. 9.27, а):

$$V_I = 0,785d_1^2 h_{II}; \quad (9.45)$$

□ после закачки на I скорости V_I цементного раствора вследствие наличия в колонне столба цементного раствора h_1 агрегат можно переключить на II скорость.

Время (в мин), необходимое для закачки объема V_I цементного раствора:

$$t_I = \frac{1000V_I}{60n_1q_I}, \quad (9.46)$$

где q_I — производительность насоса на I скорости агрегата, л/с; n — число цементировочных агрегатов.

2. Расчет для II скорости:

□ объем цементного раствора, который необходимо закачать на II скорости до перехода на III скорость (рис. 9.27, а–б):

$$V_{II} = 0,785d_1^2(h_{III} - h_{II}) (\text{м}^3); \quad (9.47)$$

□ время (в мин) для прокачки объема V_{II} цементного раствора:

$$t_{II} = \frac{1000V_{II}}{60n_2q_{II}}, \quad (9.48)$$

где q_{II} — производительность насоса на II скорости агрегата, л/с.

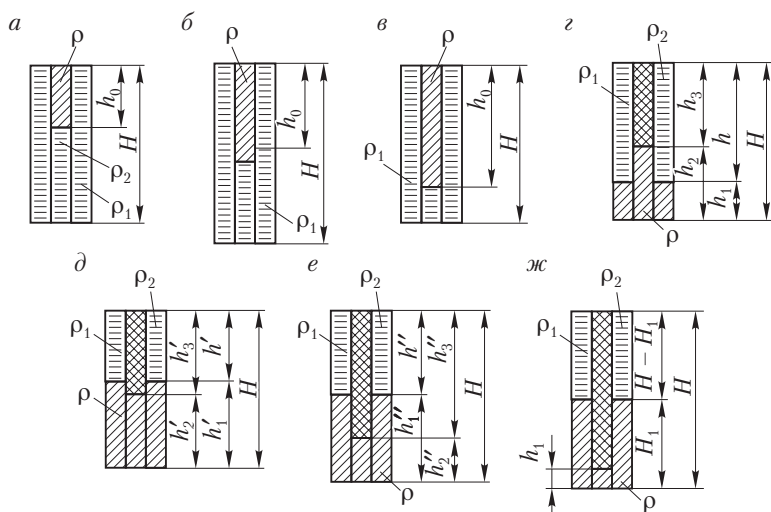


Рис. 9.27. Положение столбов цементного и глинистого растворов в обсадной колонне и затрубном пространстве при закачке и продавливании цементного раствора

3. Расчет для III скорости:

□ до перехода на IV скорость необходимо закачать (рис. 9.27, б–в):

$$V_{III} = 0,785d_1^2(h_{IV} - h_{III}); \quad (9.49)$$

□ время (в мин) для прокачки объема V_{III} цементного раствора:

$$t_{III} = \frac{1000V_{III}}{60n_3q_{III}}, \quad (9.50)$$

где q_{III} — производительность насоса на III скорости агрегата, л/с.

4. Расчет для IV скорости:

□ на IV скорости будет закачан объем V_{IV} (рис. 9.27, в–г):

$$V_{IV} = V_{ц} - (V_I + V_{II} + V_{III}); \quad (9.51)$$

□ время (в мин) для прокачки объема V_{IV} цементного раствора:

$$t_{IV} = \frac{1000V_{IV}}{60n_4q_{IV}}, \quad (9.52)$$

где q_{IV} — производительность насоса на IV скорости агрегата, л/с.

Общее время, затраченное на закачку цементного раствора:

$$t_{ц} = t_I + t_{II} + t_{III} + t_{IV} = \frac{1000}{60} \left[\frac{V_I}{n_1q_I} + \frac{V_{II}}{n_2q_{II}} + \frac{V_{III}}{n_3q_{III}} + \frac{V_{IV}}{n_4q_{IV}} \right]. \quad (9.53)$$

Расчет времени, необходимого на продавливание цементного раствора глинистым. Если цементный раствор в скважину начинают закачивать на I скорости, то продавливание цементного раствора начинают на IV скорости, так как наличие в начальный период столба цементного раствора в колонне обсадных труб приводит к созданию дополнительного давления, что способствует продавливанию цементного раствора в затрубное пространство. Обычно продавливание ведут глинистым раствором плотностью ρ_2 , т.е. более тяжелым по сравнению с ρ_1 . Иногда цементный раствор продавливают и водой.

Определение плотности ρ_2 продавочного раствора при допустимой минимальной плотности промывочного раствора ρ_1 , учитывая максимальное давление p_1 , развиваемое в конце цементирования (рис. 9.27, ж):

$$p_{г} + 0,1(H - H_1)\rho_1 + 0,1H_1\rho = p_1 + 0,1(H - h_4)\rho_2 + 0,1h_4\rho. \quad (9.54)$$

Откуда

$$\rho_2 = \frac{\rho_r + 0,1(H - H_1)\rho_1 + 0,1H_1\rho - p_1 - 0,1h_4\rho}{0,1(H - h_4)}$$

или

$$\rho_2 = \frac{\rho_r + 0,1(H - H_1)\rho_1 + 0,1(H_1 - h_4)\rho - p_1}{0,1(H - h_4)}.$$

Расчет продавливания цементного раствора по всем скоростям, начиная с IV и заканчивая I. В редких случаях цементирование можно закончить на II скорости.

1. Продавливание на IV скорости при q_{IV} и p_{IV} :

□ обозначим через h, h' и h'' высоту столбов глинистого раствора над цементным; h_1, h'_1 и h''_1 — высоту столбов цементного раствора в затрубном пространстве; h_2, h'_2 и h''_2 — высоту столбов цементного раствора в трубах; h_3, h'_3 и h''_3, h_4 — высоту столба цементного раствора, оставляемого в трубах в конце цементирования;

□ для данного случая (см. рис. 9.27, ϵ) уравнение (9.54) примет вид

$$p_r + 0,1h\rho_1 + 0,1h_1\rho = p_{IV} + 0,1h_3\rho_2 + 0,1h_2\rho.$$

Так как $h + h_1 = H$ и $h_2 + h_3 = H$, то после преобразования получим

$$p_r + 0,1(H - h_1)\rho_1 + 0,1(h_1 - h_2)\rho - 0,1(H - h_2)\rho_2 - p_{IV} = 0. \quad (9.55)$$

В уравнении (9.55) два неизвестных h_1 и h_2 , для нахождения которых составляем второе уравнение:

$$V_{ц} = 0,785d_1^2h_2 + 0,785(\alpha D^2 - d_2^2)h_1, \quad (9.56)$$

где α — коэффициент, учитывающий расширения и каверны в скважине.

Решая совместно уравнения (9.55) и (9.56), находим положение, до которого можно работать на IV скорости;

□ определив h_3 , вычислим объем (в m^3) глинистого раствора и время (в мин) его закачки:

$$V'_{IV} = 0,785d_1^2h_2, \quad (9.57)$$

$$t'_{IV} = \frac{1000V'_{IV}}{60n_5q_{IV}}. \quad (9.58)$$

Основное уравнение (9.55), составленное для IV скорости, сохраняется (с соответствующими индексами) и для III и II скоростей.

2. Продавливание на III скорости при q_{III} и p_{III} (см. рис. 9.27, δ):

$$p_{\Gamma} + 0,1(H - h'_1)\rho_1 + 0,1(h'_1 - h'_2)\rho - 0,1(H - h'_2)\rho_2 - p_{III} = 0; \quad (9.59)$$

$$V_{\Pi} = 0,785d_1^2h'_2 + 0,785(\alpha D^2 - d_2^2)h'_1; \quad (9.60)$$

$$V'_{III} = 0,785d_1^2(h'_2 - h_3); \quad (9.61)$$

□ время (в мин) закачки

$$t'_{III} = \frac{1000V'_{III}}{60n_6q_{III}}. \quad (9.62)$$

3. Продавливание на II скорости при q_{II} и p_{II} (рис. 9.27, e):

$$p_{\Gamma} + 0,1(H - h''_1)\rho_1 + 0,1(h''_1 - h''_2)\rho - 0,1(H - h''_2)\rho_2 - p_{II} = 0; \quad (9.63)$$

$$V_{\Pi} = 0,785d_1^2h''_2 + 0,785(\alpha D^2 - d_2^2)h''_1; \quad (9.64)$$

$$V'_{II} = 0,785d_1^2(h''_3 - h'_3); \quad (9.65)$$

□ время (в мин) закачки

$$t'_{II} = \frac{1000V'_{II}}{60n_7q_{II}}. \quad (9.66)$$

4. Продавливание на I скорости при q_I и p_I :

□ объем глинистого раствора, прокачиваемого на I скорости,

$$V'_I = V_{\Pi} - (V_{IV} + V'_{III} + V'_{II}) - 0,785d_1^2h_4; \quad (9.67)$$

□ время (в мин) закачки на I скорости

$$t'_I = \frac{1000V'_I}{60q_I} \text{ (мин)}. \quad (9.68)$$

Время на продавливание цементного раствора глинистым в затрубное пространство:

$$t' = t'_I + t'_{II} + t'_{III} + t'_{IV}. \quad (9.69)$$

Общее время, затраченное на цементирование:

$$T_1 = t_o + t_o + t', \quad (9.70)$$

где t_o — время на спуск верхней пробки.

Должно быть соблюдено условие

$$T_1 < T, \quad (9.71)$$

где T — время, заданное на процесс цементирования (обычно не более 1 ч).

9.7.2. Определение необходимого количества цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин

В связи с широким применением цементосмесительных машин при цементировании скважин предложена следующая методика определения необходимого количества цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

1. Определяют суммарную производительность цементировочных агрегатов Σq при продавливании цементного раствора, которая должна быть не меньше

$$\Sigma q = 0,785v_3(\alpha D^2 - d^2), \quad (9.72)$$

где α — коэффициент, учитывающий увеличение диаметра ствола за счет расширений; D — диаметр долота, которым бурят ствол скважины, см; d — наружный диаметр обсадной колонны, см; v_3 — скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве, м/с.

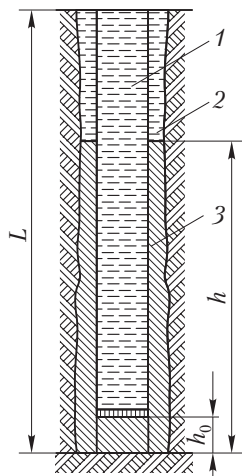


Рис. 9.28. Положение уровней жидкости в конце продавливания цементного раствора: 1 — продавочная жидкость; 2 — глинистый раствор в затрубном пространстве; 3 — цементный раствор

2. Цементировочный агрегат выбирают в зависимости от максимального давления, которое он должен развить в конце продавливания цементного раствора. Это давление (рис. 9.28) определяют по формуле

$$p_{\max} = p_{\text{гидр}} + 0,1h\rho_{\text{ц.р}} + 0,1(L - h)\rho_1 - 0,1(L - h_0)\rho_2 - 0,1h_0\rho_{\text{ц.р}}$$

или

$$p_{\max} = p_{\text{гидр}} + 0,1L(\rho_1 - \rho_2) + 0,1h(\rho_{\text{ц.р}} - \rho_1) - 0,1h_0(\rho_{\text{ц.р}} - \rho_2), \quad (9.73)$$

где ρ_1 — плотность глинистого раствора в затрубном пространстве, г/см³; ρ_2 — плотность продавочной жидкости, г/см³; $\rho_{\text{ц.р}}$ — плотность цементного раствора, г/см³.

Из имеющегося в конторе бурения парка цементирувочных агрегатов для данной скважины должны быть использованы только те агрегаты, которые могут обеспечить к концу продавливания давление больше p_{\max} , т.е. $p_{\text{нас}} > p_{\max}$; из этих агрегатов целесообразнее выбирать агрегаты с бóльшей производительностью.

3. Необходимое количество цементирувочных агрегатов для цементирования данной скважины определяют по формуле

$$n = \frac{\Sigma q}{q_{\text{н}}^{\text{IV}}},$$

где $q_{\text{н}}^{\text{IV}}$ — производительность одного цементирувочного агрегата на высшей скорости.

4. Поскольку во время приготовления цементного раствора плотностью 1,75–2,00 г/см³ и более производительность 20-тонных цементосмесительных машин можно регулировать в пределах 10–27 л/с, то практически они могут работать в паре с любым цементирувочным агрегатом. Исходя из этого необходимое количество цементосмесительных машин

$$m = \frac{Q_{\text{ф}}}{Q_{\text{цсм}}},$$

где $Q_{\text{ф}}$ — фактическое количество сухого цемента, используемого для цементирования данной скважины, т; $Q_{\text{цсм}}$ — емкость бункера выбранного типа цементосмесительной машины, т.

5. Взаимосвязь необходимой производительности цементосмесительной машины $q_{\text{см.м}}$ и производительности водяного насоса $q_{\text{в.н}}$ спаренного с нею цементирувочного агрегата выражается следующей формулой:

$$q_{\text{см.м}} = \frac{\rho_{\text{в}} + m\rho_{\text{ц}}}{m\rho_{\text{ц}}} q_{\text{в.н}}, \quad (9.74)$$

где m — принятое водоцементное отношение; $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{ц}}$ — плотность соответственно воды и сухого цемента.

В определенных (несложных) случаях можно пользоваться упрощенной методикой расчета цементирования, которая сводится к определению следующих параметров.

1. Объем цементного раствора

$$V_{ц.р} = \frac{\pi}{4} k [(D_c^2 - D^2)h_{ц} + d^2h_c], \quad (9.75)$$

где k — коэффициент, учитывающий увеличение объема цементного раствора за счет наличия трещин и каверн, $k = 1,2-2,5$; D_c — средний диаметр ствола скважины на участке цементирования, м; D — наружный диаметр обсадной колонны, м; d — внутренний диаметр обсадной колонны, м; h_c — высота цементного стакана, м.

2. Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = \frac{\pi}{4} kd^2(H - h_c), \quad (9.76)$$

где k — коэффициент, учитывающий сжимаемость жидкости, $k = 1,0-1,05$; d — внутренний диаметр обсадной колонны, м; H — длина колонны, м; h_c — высота цементного стакана, м.

3. Давление на цементировочной головке к моменту окончания цементирования

$$P = 0,001g[(H - h_{ц})(\rho_2 - \rho_1) + (h_{ц} - h_c)(\rho_{ц} - \rho_2)] + 0,001H + 1,6,$$

где ρ_1 — плотность промывочной жидкости, г/см³; ρ_2 — плотность продавочной жидкости, г/см³; $\rho_{ц}$ — плотность цементного раствора, $\rho_{ц} = 1,7-1,95$ г/см³; g — удельная сила тяжести, 9,81 Н/кг.

По полученному давлению выбирают цементировочный агрегат (табл. 9.7).

Таблица 9.7

Режим работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	$d = 100$ мм		$d = 115$ мм		$d = 127$ мм	
	$Q_{ц.а}$, л/с	P , МПа	$Q_{ц.а}$, л/с	P , МПа	$Q_{ц.а}$, л/с	P , МПа
	Цементировочный агрегат ЦА-300					
I	1,3	—	1,72	—	2,10	—
II	2,36	30,8	3,12	23,0	3,8	19,1
III	4,50	16,2	5,95	12,2	7,25	10,0
IV	8,05	9,2	10,62	6,8	12,96	5,6
	10,35	7,0	18,65	5,3	16,60	4,4

Окончание табл. 9.7

Скорость агрегата	$d = 100$ мм		$d = 115$ мм		$d = 127$ мм	
	$Q_{ц.а}$, л/с	P , МПа	$Q_{ц.а}$, л/с	P , МПа	$Q_{ц.а}$, л/с	P , МПа
Цементировочный агрегат ЦА-320М						
I	1,4	40	1,74	32	2,35	2,4
II	2,35	32	3,16	26,6	4,28	19,6
III	4,80	16,5	5,98	14	8,10	10,3
IV	8,65	9,5	10,70	7,8	14,50	5,8
Цементировочный агрегат ЗЦА-400						
I	6,5	40	8,6	30,5	11,25	23,2
II	9,6	17	12,7	20,5	16,10	16,3
III	14,2	18,2	18,7	13,5	23,80	11,0
IV	19,7	13,1	26,0	10	33,0	7,9
Цементировочный агрегат ЗЦА-400А						
I	6,6	40	8,8	30	11,2	23,5
II	9,5	27,5	12,6	21	16,1	16,2
III	14,1	18,5	18,6	14	23,8	11,0
IV	19,5	13,5	23,4	10	33	8,0

Примечание. $Q_{ц.а}$ — производительность насоса цементировочного агрегата, P — давление насоса, d — диаметр поршня.

4. Продолжительность цементирования

$$t_{ц} = \frac{60(V_{цр} + V_{пр})}{Q_{ц.а}}, \quad (9.77)$$

где $Q_{ц.а}$ — производительность насоса цементировочного агрегата, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Подготовительные работы и процесс цементирования

9.8.

Перед началом цементирования скважины необходимо рационально расставить цементировочные агрегаты и цементно-смесительные установки. В каждом конкретном случае следует учитывать местные условия (рельеф, расположение оборудования и коммуникации буровой, расположение водяных гидрантов и др.). Но независимо от этого при любых обстоятельствах необходимо соблюдать следующие условия:

- подъездной путь к цементно-смесительным машинам должен быть освобожден от посторонних предметов;
- емкости с водой или гидранты промышленного водопровода должны располагаться в непосредственной близости от цементно-смесительных установок;
- между установками должен быть свободный проход для рабочих.

В начале закачки цементного раствора приходится преодолевать давление, вызванное гидравлическими сопротивлениями. Это давление зависит от вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, находящегося в скважине. Давление в начале операции примерно равно давлению в конце промывки скважины. Для снижения давления в начале операции во многих нефтяных районах практикуется поочередное включение в работу цементно-смесительных установок. После закачки цементного раствора работник, ответственный за пуск заливочной пробки, вывинчивает стопоры цементировочной головки, удерживающие пробку. В это время насосы и нагнетательные трубопроводы очищаются от остатков цементного раствора.

Для достижения наибольшей скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве следует снизить простой цементировочных агрегатов при наборе продавочной жидкости. Скорость поступления жидкости в мерные баки цементировочного агрегата должна несколько превышать скорость ее откачки в скважину.

В процессе цементирования рекомендуется производить расхаживание обсадной колонны, если это не сопровождается значительными дополнительными нагрузками из-за наличия перегибов ствола, кривизны и т.п. Величину расхаживания (от 2 до 10 м) выбирают в зависимости от длины обсадной колонны, применяемой обвязки устья при цементировании, возникающих дополнительных нагрузок и др. Высокой скорости расхаживания обсадной колонны не требуется.

Последние 1–2 м³ продавочной жидкости прокачивают одним-двумя цементировочными агрегатами до получения четкого «стоп-удара». При отсутствии «стоп-удара» после прокачивания расчетного объема продавочной жидкости дальнейшее продавливание ведется по указанию работника, ответственного за крепление сква-

жины. Вследствие так называемого «вспенивания», негоризонтальной установки мерных емкостей цементируемых агрегатов, неполной откачки и неточности замера иногда приходится перекачивать от 2 до 10 % объема продавочной жидкости.

Давление гидравлического удара («стоп-удар») больше чем на 1–2 МПа по сравнению с конечным давлением операции поднимать не следует. При цементировании газовых скважин следует путем комбинации облегченных и утяжеленных цементов обеспечить к моменту окончания процесса равенство гидростатических давлений столба жидкости в затрубном пространстве (цементного плюс бурового раствора) и столба бурового раствора, заполнившего скважину перед спуском колонны.

В колоннах, оборудованных обратным клапаном, после окончания продавливания цементного раствора давление на цементирующей головке следует снизить до нуля; для предотвращения роста давления в процессе ожидания затвердения цементного раствора (ОЗЦ) в высокотемпературных скважинах кран на цементирующей головке оставляют приоткрытым. В случае перетока цементного раствора через обратный клапан или при отсутствии клапана минимальное давление на цементирующей головке следует поддерживать только в начальный период.

Подготовка ствола скважины и обсадных труб к спуску колонны, спуск колонны и цементирование должны проводиться так, чтобы окружающей среде был нанесен минимальный вред. Особое внимание должно уделяться надежной изоляции водоносных горизонтов, в том числе и при цементировании кондуктора и технических колонн.

Только небрежностью можно объяснить засоление в 1950–1960-е гг. в некоторых нефтяных районах основных водоносных горизонтов, из которых добывалась питьевая вода для большинства близлежащих населенных пунктов. В результате стремление сэкономить обсадные трубы и цемент создало проблему, для решения которой сейчас придется затратить средств значительно больше, чем удалось сэкономить в свое время. При цементировании обсадных колонн следует принимать меры по предупреждению загрязнения территории буровой цементом, химическими реагентами и другими вредными для окружающей среды веществами.

Заключительные работы и проверка

9.9. результатов цементирования скважин

Установленная продолжительность затвердения цементных растворов для кондукторов составляет 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн — 24 ч. Продолжительность затвердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных их предварительного испытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин для предупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе. В случае увеличения массы на 2–3 деления по индикатору необходимо разгружать колонну до массы, зафиксированной после ее спуска. Наблюдение за показаниями индикатора массы (веса) следует производить на протяжении 10–12 ч после окончания цементирования.

По истечении срока схватывания и затвердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению на температурной кривой (рис. 9.29). При схватывании и затвердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5–10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен не позже чем через 24 ч после окончания цементирования скважины.

Применение метода гамма-каротажа основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность этого метода заключается в измерении рассеяния гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикатора.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин. Он основан на том, что в части обсадной колонны, не закрепленной цементным камнем, амплитуда акустических колебаний значительно больше ам-

плитуды колебаний в высококачественно зацементированной колонне.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины (рис. 9.30).



Рис. 9.29. Температурная кривая для определения высоты подъема цементного раствора за обсадной колонной

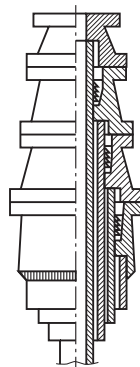


Рис. 9.30. Оборудование для обвязки обсадных колонн

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

- подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;
- опрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;
- контролировать давление в межтрубных пространствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают на канатах желонку или на бурильных трубах пикообразное долото для установления положения уровня цементного раствора внутри обсадных труб. После этого в случае необходимости приступают к разбуриванию заливочных пробок, остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны. Разбуривание должно вестись пикообразным неармированным долотом, диаметр которого на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцевым цилиндрическим фрезером, предохра-

няющим колонну от повреждения. Если предполагается разбурить только заливочные пробки, упорное кольцо «стоп» и цементный стакан до обратного клапана, то устье скважины можно не оборудовать противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оборудовать соответствующим образом.

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны. Во всех случаях давление опрессовки должно быть не ниже указанного в табл. 9.8.

Таблица 9.8

**Давление опрессовки для проверки герметичности колонн
после цементирования**

Диаметр колонны, мм	426–377	324–273	245–219	194	168	146–141	127–114
Давление на устье, МПа, не менее	5	6	7	7,5	8	10	12

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовке давлением более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинают через 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют снижением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была меньше 1400 кг/м³, или заменой более тяжелого бурового раствора на воду. Колонна считается выдержавшей испытание, если за 8 ч уровень жидкости поднимается не более чем на 1 м в 146- и 168-миллиметровых колоннах и на 0,5 м в 194- и 219-миллиметровых (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости от стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн опрессовкой используют цементировочный агрегат, при испытаниях на герметичность путем

понижения уровня жидкости — компрессор или желонку, которую опускают в скважину на канате. Если при испытании на герметичность оказалось, что колонна негерметична, то одно из первых мероприятий по устранению негерметичности — определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жидкости. После замера электросопротивления однородной жидкости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивления в виде прямой линии по оси ординат. Снизив уровень жидкости в колонне, вызывают приток воды и вновь измеряют сопротивление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи производят дополнительное цементирование колонны.

10

ВСКРЫТИЕ, ИСПЫТАНИЕ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

10.1. Общие понятия и представления

Наряду с увеличением объемов бурения происходит совершенствование способов и технических средств их реализации, направленное на повышение качества вскрытия продуктивных горизонтов, уменьшение диаметров бурения, увеличение скорости сооружения и срока службы скважин.

Длительность срока службы эксплуатационно-фильтрационных скважин зависит в основном от скорости и степени снижения естественной проницаемости их прифилтровой зоны в процессе вскрытия и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Для восстановления естественной проницаемости продуктивных горизонтов разработаны и используются множество различных способов. Несмотря на прилагаемые усилия, ежегодно тысячи добычных скважин выходят из строя по причине кольматажа призабойной зоны.

Проницаемость продуктивного горизонта зависит от многих факторов, но прежде всего от пористости горных пород. Пористость m различных горных пород колеблется в широких пределах. Ее рассчитывают (в %) по формуле

$$m = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{о}}},$$

где $V_{\text{п}}$ — объем пор, м³; $V_{\text{о}}$ — объем породы, м³.

Поры могут быть изолированы друг от друга и соединены между собой (эффективная пористость). Чем выше значение эффективной пористости, тем лучше фильтрационные свойства продуктивного горизонта.

Проницаемость горизонта зависит также от формы и размера пор (трещин или поколов): сверхкапиллярные (> 0,5 мм), ка-

пиллярные (от $0,5$ до $2 \cdot 10^{-4}$ мм) и субкапиллярные ($< 2 \cdot 10^{-4}$ мм). При движении жидкости по поровым каналам проявляются силы поверхностного натяжения, прилипания, сгущения и т.п., создающие дополнительное сопротивление движению жидкости в пласте. Жидкие полезные ископаемые залегают, как правило, в породах капиллярной пористости.

Кроме того, проницаемость одной и той же породы будет разной в зависимости от количественного и качественного состава фаз, так как в них могут двигаться вода, нефть, газ или их смеси. Поэтому для оценки проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия: абсолютная (физическая) проницаемость для характеристики физических свойств горных пород, эффективная (фазовая) и относительная проницаемость.

Абсолютная (физическая) проницаемость определяется при движении в горной породе одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия породы с газом или жидкостью).

Эффективная (фазовая) проницаемость — это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержании в порах другой жидкости или газа. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

Относительная проницаемость — это отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

В породе нефтяных и газовых месторождений обычно присутствуют одновременно две или три фазы. В этом случае проницаемость породы для одной какой-нибудь фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. С увеличением содержания воды в пласте проницаемость его для нефти снижается и при водонасыщенности примерно 80 % движение нефти прекращается.

Таким образом, в каждой конкретной ситуации проницаемость продуктивного горизонта зависит от фазового состояния фильтрующейся смеси, эффективной пористости и других факторов, которые оказывают взаимное влияние и изменяются в процессе кольматажа, т.е. движения жидкости.

Независимо от проницаемости горных пород и назначения скважины (нефтяная, водозаборная, дренажная, нагнетательная, геотехнологическая и др.) сущность кольматажа прифилтровой

зоны скважины заключается в постепенном уменьшении эффективного объема пор, обусловленных процессом фильтрации воды, нефти, газа и др.

На обобщенной схеме движения жидкости в призабойной зоне эксплуатируемой скважины (рис. 10.1) видно, что при движении жидкости к скважине наблюдается сгущение линий тока. При этом в горизонтальной плоскости оно имеет место в любой скважине, а в вертикальной — при неравенстве длин фильтра и мощности пласта.

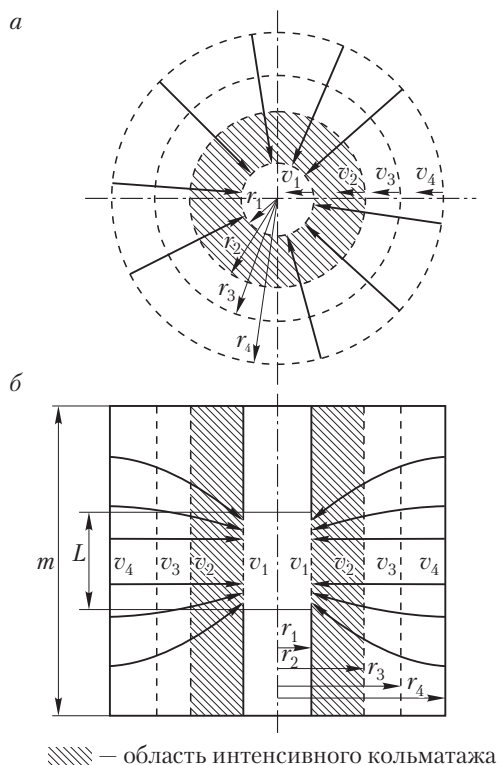


Рис. 10.1. Схема фильтрации жидкости в призабойной зоне продуктивного горизонта:

a — горизонтальная плоскость; *б* — вертикальная плоскость; *m* — мощность продуктивного горизонта; *L* — длина фильтра; v_1, v_2, v_3, v_4 — скорость фильтрации жидкости ($v_1 > v_2 > v_3 > v_4, v_1 > v_4$); r_1 — радиус скважины; r_2, r_3 — радиус соответственно интенсивного и умеренного кольматажа; r_4 — радиус влияния скважины; стрелками показано направление линий тока жидкости

Сгущение линий тока при неизменной площади фильтрации приводит к увеличению скорости движения жидкости. В результате ламинарное движение жидкости переходит в турбулентное, увеличиваются гидравлическое сопротивление, инициируются процессы, приводящие к отложению в порах осадков различного состава и происхождения.

В зависимости от происхождения *кольматант* — осадки, закупоривающие поры, условно разделяют на механический, химический и биологический. Механический кольматант — это частицы шлама, глины, песка и т.п., химический — оксиды железа, марганца и другие продукты химических реакций, биологический — отмирающие бактерии.

Кольматант накапливается в процессе вскрытия водоносного горизонта и его последующей эксплуатации. При вскрытии и освоении скважин преобладает кольматант механического происхождения, а при эксплуатации — химического и биологического.

Установлено, что радиус интенсивного кольматажа колеблется от 0,3 до 0,5 м. С течением времени увеличивается прочность кольматанта, усиливается степень и интенсивность кольматажа. Если в первые месяцы прочность кольматанта $\delta < 0,5$ МПа, то в процессе упрочнения она достигает величины 0,5–3,0 МПа и более.

Вскрытие и испытание продуктивных

10.2. пластов

10.2.1. Вскрытие нефтяных пластов после спуска эксплуатационной колонны

Для вскрытия нефтяных пластов в целях их эксплуатации или опробования в эксплуатационной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации.

При *пулевой перфорации* соединенные в гирлянды перфораторы спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется, и пуля с большой

скоростью выталкивается из ствола перфоратора, который за один спуск и подъем простреливает 6–12 отверстий пулями диаметром 11,0–11,5 мм. Эффективность перфорации часто недостаточная из-за быстрой потери энергии пулями при ударе о трубы.

Большой пробивной способностью, обеспечивающей лучшее вскрытие пласта, обладают торпедные перфораторы Ю.А. Колодяжного. Они отличаются от пулевых перфораторов тем, что колонна простреливается снарядами большего диаметра и замедленного действия. Снаряд, войдя в пласт, разрывается и создает дополнительные трещины. Торпедный перфоратор дает хорошие результаты при вскрытии плотных пород (известняков, песчаников), при простреле скважин, заглинизированных в процессе бурения или зацементированных при ремонтных работах, а также скважин многоколонной конструкции.

Широкое распространение получила *беспулевая перфорация*. В этом случае отверстия в колонне создаются не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов. Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, имеющего выемку, симметричную относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва. Беспулевые перфораторы позволяют создавать отверстия без повреждения колонны и цементного кольца. Кроме того, беспулевая перфорация обеспечивает надежное вскрытие пласта и улучшение проницаемости за счет образования более глубоких каналов, чем при пулевой перфорации.

Применяются корпусные и бескорпусные кумулятивные перфораторы. Как правило, используются полностью разрушающиеся бескорпусные перфораторы, т.е. однократного действия. Перфораторы кумулятивные корпусные выпускаются различных диаметров, в том числе и для спуска через насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При простреле отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину в случае проявления пласта после прострела. В процессе прострелочных работ скважина должна быть заполнена буровым раствором для создания противодавления на пласт.

В каждом отдельном случае геологическая служба в зависимости от коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации устанавливает

плотность прострела (число отверстий на один погонный метр) и тип перфоратора.

Для улучшения связи скважины с нефтяным пластом может применяться *гидропескоструйный метод* вскрытия пласта. В скважину на колонне НКТ спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел. При нагнетании в трубы под большим давлением жидкость с песком выходит из сопел с большой скоростью, и песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет следующие преимущества перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин; есть возможность регулировать диаметр и глубину отверстий; можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации относятся большая стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

10.2.2. Освоение и испытание нефтяных и водоносных пластов

Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию — вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового давления. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, бурового раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристик пласта, величины пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности.

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, составляется план работ с учетом технологических регламентов на них. В плане должны быть указаны число объектов испытания, их геолого-геофизические характеристики, интервалы и плотность перфорации, тип перфоратора, порядок вызова притока в зависимости от коллекторских свойств пластов и конструкции скважин, пластовое давление и температура, допустимый предел снижения давления в эксплуатационной колонне, схемы оборудования лифта и устья, данные об объемах и методах исследования. План утверждается главным инженером и геологом объединения, треста, управления геологии.

На газовых, газоконденсатных скважинах и скважинах с АВПД план работ должен согласовываться с военизированной службой по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Испытание или опробование пластов должно производиться при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ.

Вызов притока и очистка забоя при освоении фонтанных скважин производится промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого воздуха (газа), поршневанием (свабированием) или комбинацией этих способов.

При *промывке* глинистый раствор, находящийся в скважине, заменяется водой или нефтью. В результате давление на забой уменьшается, а также происходит очистка его от глинистой корки и грязи. Промывку осуществляют при собранной арматуре на устье скважины со спущенными в нее до фильтра насосно-компрессорными трубами, которые после промывки остаются в скважине для эксплуатационных целей.

Часто *скважины осваивают нагнетанием сжатого воздуха (газа)*. При этом в межтрубное пространство (между эксплуатационной колонной и НКТ) компрессором нагнетается сжатый воздух (газ), вытесняющий жидкость в насосно-компрессорные трубы. В этом случае трубы спускают не до фильтра, а только до той глубины, с которой давлением, создаваемым компрессором, можно продавить жидкость. Жидкость в трубах газифицируется, плотность ее уменьшается, уровень смеси газа и жидкости повышается до выкида и наступает выброс. При дальнейшем нагнетании воздуха или газа в межтрубное пространство плотность жидкости в трубах продолжает уменьшаться, что приводит к снижению давления на забой и поступлению нефти из пласта в скважину.

Главный недостаток этого способа освоения скважины — большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, вызывающее усиленный приток жидкости из пласта, что ведет к образованию мощных песчаных пробок, прихвату НКТ и т.д.

При *освоении скважин поршневанием* в спущенные до фильтра НКТ опускают на стальном канате поршень, или сваб, имеющий клапан, открывающийся вверх. Поршень свободно погружается в жидкость, при подъеме поршня вверх клапан закрывается и весь столб жидкости, находящийся над поршнем, выносится на поверхность. При непрерывном поршневании уровень жидкости,

заполняющей скважину, будет постепенно понижаться, пластовое давление превысит давление столба жидкости в скважине, и пласт начнет работать.

Вызов притока (независимо от способа) на фонтанных скважинах должен производиться при собранной фонтанной арматуре.

Освоение скважин, вскрывших пласт с низким давлением, начинают с промывки забоя водным раствором специальных химических реагентов или нефтью. Затем приступают к возбуждению пласта тартанием при помощи желонки. Многократным спуском желонки скважину очищают от грязи, столб жидкости в ней постепенно замещается нефтью, поступающей из пласта.

После выполнения предприятием, ведущим бурение, плана работ по испытанию эксплуатационной скважины на приток скважина передается промыслу для эксплуатации или проведения дополнительных работ по ее освоению. Передача оформляется соответствующим актом.

Иначе обстоит дело при бурении разведочных скважин. В этом случае предприятие, ведущее бурение, производит испытание всех горизонтов (пластов), вскрытых скважиной и представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности. Испытание производится снизу вверх. В случае ограниченности притока окончательная оценка промышленной нефтегазоносности производится по результатам испытания после обработки призабойной зоны. При этом рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

- гидropескоструйная перфорация;
- метод переменного давления для устойчивых коллекторов всех типов;
- кислотная обработка для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента;
- термокислотная обработка для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с карбонатным цементом, когда обычная кислотная обработка недостаточно эффективна;
- гидравлический разрыв для устойчивых коллекторов всех типов или гидрокислотный разрыв для коллекторов, представленных карбонатными и карбонизированными породами.

Вскрытие и испытание нефтенасыщенных пластов производится с применением промывочных жидкостей (очистных агентов), которые сохраняют природные коллекторские свойства пласта, и специальных стационарных и передвижных агрегатов, например, самоходной установки УНГ 8/15 и насосного комплекса АН-700.

Назначение установки УНГ 8/15:

- снижение забойного давления и получение депрессии для определения приточной характеристики пласта методами ГИС, КВД, КВУ;

- пенная и пенно-кислотная обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) для вызова и интенсификации притока флюида;

- промывка ствола скважины и ПЗП газожидкостной смесью и пеной от продуктов реакции, песчаных пробок и твердых осадков, в том числе от проппанта, в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД);

- горячая обработка фонтанных скважин газированной нефтью для борьбы с отложениями парафина;

- цементирование эксплуатационной колонны пеноцементом;

- опрессовка промысловых нефтепроводов и магистральных газопроводов.

Все перечисленные операции производятся с использованием газов, безопасных по условиям возгорания в углеводородной среде.

Установка имеет два режима работы:

- газобустерный — нагнетается газ в чистом виде (без капельной влаги) или газ в смеси с жидкостью (пена или газированная жидкость) с регулированием газосодержания;

- насосный — нагнетается жидкость.

В установке можно использовать нефтяной и природный газ от внешнего источника с любым давлением, генерируемый установкой взрывобезопасный газ, инертные газы или азот от внешнего источника с любым давлением.

На качество вскрытия водоносных пластов наиболее сильно влияет очистной агент, поэтому его выбору должно уделяться особое (повышенное) внимание.

Применение глинистого раствора при вскрытии пласта приводит к его коагуляции и требует в дальнейшем проведения длительных и дорогостоящих работ по освоению пласта.

При вскрытии водоносных горизонтов, представленных мелко- и среднезернистыми песками с коэффициентом фильтрации до 20 м/сут., при глубине уровня воды от устья скважины не более 3 м применяют техническую воду. Крупнозернистые и грубообломочные породы вскрываются с промывкой водным раствором гипана (3–5 %), плотность такого раствора 1,02–1,06 г/см³.

Разнозернистые пески вскрываются с промывкой стабильным глинистым раствором (4–6 %), получаемым из высококачественных бентонитовых глин с добавкой реагента-стабилизатора (например, 2 % КМЦ).

Для промывки мелко- и разнозернистых песков с включением гравия рекомендуют применять раствор следующего состава (в %): 30 — мел, 10 — УЩР, 0,8 — КМЦ, имеющий плотность 1,06–1,20 г/см³. Достоинство этого раствора — простота удаления кольматанта при соляно-кислотной обработке.

Для вскрытия слабонапорных среднезернистых песков применяют самораспадающиеся растворы, например крахмальные, содержащие 4–5 % модифицированного крахмала.

После испытания каждого объекта производится исследование скважины для определения параметров пласта и его гидродинамической характеристики. По окончании исследований ставят цементный мост и переходят к следующему объекту.

Наиболее совершенный метод изоляционных работ в скважине — *использование различных пакетирующих устройств*, когда разобщающий мост устанавливают за один спуск в скважину и не требуется дополнительной заливки цементным раствором.

Широко используется взрывной пакер, действующий за счет взрыва порохового заряда. Он создает в стволе герметичную пробку, выдерживающую перепад давления до 30 МПа. Наиболее распространенный взрывной пакер — полый цилиндр из алюминиевых сплавов, который при срабатывании порохового заряда деформируется и запрессовывается в обсадную колонну. При отсутствии пакерирующих устройств цементные мосты в обсадных колоннах устанавливают путем закачки цементного раствора через насосно-компрессорные трубы.

Если из разведочной скважины после проведенных работ получен промышленный приток нефти или газа, скважину передают для дальнейшей эксплуатации. В том же случае, когда после всех

проведенных работ все испытываемые объекты оказываются «сухими», т.е. из них не получены промышленные притоки нефти или газа, скважина ликвидируется по геологическим причинам. Ликвидация разведочной скважины после спуска в нее эксплуатационной колонны свидетельствует о некачественном испытании в процессе бурения с помощью испытателей пластов.

При передаче скважины из бурения в испытание должен составляться акт, который подписывают руководство буровой организации, буровой мастер и представитель организации по испытанию скважины.

Не подлежат передаче в испытание скважины:

- с негерметичной колонной;
- с цементным стаканом в колонне, большем, чем предусмотрено проектом;
- с негерметичной обвязкой устья;
- при отсутствии цемента за колонной против испытываемых пластов;
- в аварийном состоянии.

Работы по испытанию первого объекта в законченных бурением разведочных скважинах должны производиться с помощью буровой установки силами буровой бригады; испытание всех остальных объектов — специализированными подразделениями.

При длительном простое или консервации газовых скважин, находящихся в испытании, во избежание возникновения давления на устье над зоной перфорации необходимо установить цементный мост.

Важнейшее условие безопасности работ при освоении и испытании скважины — поддержание на буровой установке и вокруг нее надлежащего порядка и чистоты, хорошая освещенность всех рабочих мест и территории, систематический контроль за исправностью всего механического и энергетического оборудования и своевременное устранение недостатков. На буровой установке и поблизости от нее должны находиться предусмотренные табелем комплекты пожарных инструментов и огнетушителей. Во избежание пожаров и взрывов при освоении и испытании вблизи скважины не должно быть источников открытого огня, не разрешается курить, использовать электромоторы, двигатели и другое оборудование, при работе которого возникают искры.

Окружающая среда (атмосфера, почва, источники питьевой воды) может быть загрязнена в результате выброса из скважины при фонтанировании или при переработке через неизолированное заколонное пространство пластовых флюидов, содержащих углеводороды и соли, бурового раствора, который остался после бурения, а также из-за небрежного обращения с радиоактивными изотопами, иногда используемыми для контроля качества разобщения пластов.

Одним из основных мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды, является сооружение на расстоянии 100–200 м от скважины с подветренной стороны до начала вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) большого земляного амбара для сбора пластовой жидкости, выбрасываемой из скважины при опробовании, освоении, испытании и при управляемом фонтанировании. Все углеводороды на территории вокруг скважины по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна. Оставшийся буровой раствор следует транспортировать на другую буровую установку для использования или захоронить в специально отведенном месте, при необходимости предварительно нейтрализовав вредные химические реагенты. Территория вокруг законченной скважины должна быть рекультивирована и возвращена для сельскохозяйственного (или иного) использования. Небольшая площадка вокруг эксплуатационной скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

Способы восстановления

10.3. производительности скважин

10.3.1. Сушность декольматирования

В зависимости от степени кольматирования ПЗП скважины применяются те или иные способы восстановления ее производительности (декольматирования).

Сушность декольматирования — восстановления проницаемости ПЗП — заключается в удалении кольматанта, осаждающегося в эффективном поровом пространстве прифилтровой зоны

скважины и на поверхности фильтра в процессе сооружения и эксплуатации скважины. Существование большого числа способов декольматирования обусловлено многофакторностью процесса.

В последнее время возрастает доля способов (химических, импульсных и их колебаний), простых в использовании и с низкой себестоимостью. Это позволяет сократить длительность монтажных периодов и предотвратить уплотнение кольматанта до такой степени, когда его уже трудно или невозможно разрушить.

Существующие *способы декольматирования* условно разделяются на четыре группы: гидродинамические, гидрофизические, химические и комбинированные.

К гидродинамическим способам относятся:

- промывка гидроершами, свабирование и желонирование;
- пульсирующая прокачка скважин эрлифтами и струйными аппаратами;
- возбуждение гидродинамических колебаний механическими и гидравлическими вибраторами (вихревыми потоками);
- имплозионное воздействие;
- возбуждение акустических колебаний гидродинамическими и газоструйными устройствами;
- периодическое задавливание раствора за контур скважины;
- гидравлический разрыв пласта.

Гидрофизические способы декольматирования:

- взрыв твердых ВВ (ТДШ);
- взрыв твердых ВВ в среде завесы из воздушных пузырьков;
- электровзрывной;
- пневмоимпульсное воздействие (пневмовзрыв);
- магнетогидравлический способ возбуждения колебаний;
- газовая детонация;
- ультразвуковая обработка магнитострикционными устройствами;
- гидродинамический удар, возбуждаемый ударом по свободной поверхности жидкости;
- гидрокислотный и кавитационно-гидрокислотный разрыв пласта.

К химическим способам декольматирования относятся:

- кислотные обработки;
- обработка призабойной зоны скважины ингибиторами солеотложений.

Комбинированные способы декольматирования:

- регенерация фильтров ТДШ с последующей реагентной обработкой;
- обработка фильтров электровзрывом в реагенте;
- электровибрационная обработка (ЭВО);
- одновременная обработка и очистка ПЗП тандемной установкой «пульсатор — забойный эжектор» с реагентными добавками в рабочую жидкость;
- термокислотная обработка фильтровых зон скважин;
- термогазохимическое воздействие (ТГХВ).

В качестве параметров, характеризующих условия и особенности реализации способов декольматирования, используют давление (гидростатическое, пластовое, избыточное, депрессионное и т.п.), частоту и амплитуду гидродинамических и звуковых колебаний жидкости, частоту виброускорений и скорость гидротоков, длительность и периодичность обработки, а также комбинации этих параметров.

Показателями экономической и технологической эффективности перечисленных способов декольматажа являются себестоимость работ, степень увеличения проницаемости призабойной зоны скважины (дебит, удельный дебит, приток) и скорость ее снижения в процессе последующей эксплуатации скважины, а также длительность, трудоемкость, опасность работ и т.п.

10.3.2. Гидродинамические способы декольматирования

Процесс освоения скважин должен начинаться незамедлительно после установки фильтра, поэтому гидродинамические способы декольматажа применяются наиболее часто. Это обусловлено возможностью осуществления прокачки скважины с помощью серийного бурового оборудования — насоса, компрессора, лебедки, желонки и т.п.

Пульсирующая прокачка скважины эрлифтом и струйными аппаратами. Для прокачки скважин целесообразно использовать эрлифты, так как они имеют высокую производительность и могут перекачивать воду с большим содержанием твердой фазы. Иногда применяют центробежные насосы (после прокачки буровым насосом), которые имеют два преимущества — автономность и большой напор, а при низких уровнях — струйные насосы.

Расчет эрлифта производится в два этапа: вначале определяют ориентировочные значения параметров, по которым выбирают подходящий компрессор, а затем уточняют приближенные значения.

Ориентировочный коэффициент погружения смесителя эрлифта под динамический уровень определяют по табл. 10.1.

Таблица 10.1

Значения коэффициента погружения смесителя K для различной глубины динамического уровня h

$h, \text{ м}$	1,5	15–30	30–60	60–90	90–120
K	3,0–2,5	2,5–2,2	2,2–2,0	2,0–1,8	1,8–1,6

Следует учитывать, что при $K < 1,6$ КПД эрлифта очень низкий, а при $K > 3$ работа эрлифтной установки (эрлифт + компрессор) требует значительных затрат энергии приводящего двигателя.

Гидравлический коэффициент полезного действия эрлифта

$$\eta = \frac{(K - 1)^{0,85}}{1,05K}. \quad (10.1)$$

Глубина погружения смесителя H (рис. 10.2)

$$H = Kh. \quad (10.2)$$

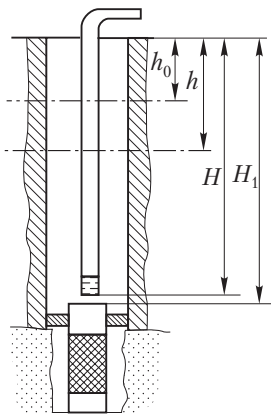


Рис. 10.2. Схема эрлифтной откачки воды:

h_0 — глубина статического уровня; h — глубина динамического уровня; H — глубина погружения смесителя (форсунки) эрлифта; H_1 — расстояние до фильтра

Рекомендуемое условие погружения смесителя $H \leq H_1$; H_1 — расстояние до фильтра (при погружении смесителя, незащищенного водоподъемной колонной, в фильтр или отстойник, не исключен переток жидкости через фильтр в водоносный пласт).

Удельный расход воздуха (м^3) на 1 м^3 воды

$$V = \frac{h}{10\eta \ln \frac{H-h+10}{10}} \cdot \quad (10.3)$$

Полный расход воздуха ($\text{м}^3/\text{мин}$)

$$W = \frac{QV}{60}, \quad (10.4)$$

где Q — проектный дебит скважины, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Давление сжатого воздуха, необходимое для пуска эрлифта,

$$P_0 = 0,01(H - 0,9h_0), \quad (10.5)$$

для работы эрлифта

$$P = 0,01(H - 0,9h), \quad (10.6)$$

где P_0 — пусковое давление, МПа; P — рабочее давление, МПа; h_0 — глубина статического уровня, м.

По максимальному из значений давления (P_0, P) и полному расходу воздуха (W) выбирают компрессор и приводят его техническую характеристику.

Максимальное значение K для выбранного компрессора:

□ если

$$\frac{100P_{\text{к}}}{h} + 0,9 \geq \frac{H_1}{h}, \text{ то } K = \frac{H_1}{h}; \quad (10.7)$$

□ если

$$\frac{H}{h} \leq \frac{100P_{\text{к}}}{h} + 0,9 < \frac{H_1}{h}, \text{ то } K = \frac{100P_{\text{к}}}{h} + 0,9, \quad (10.8)$$

где $P_{\text{к}}$ — давление компрессора, МПа.

Следует убедиться, что уточненные значения W, P_0 и P не превышают возможностей компрессора.

Для расчета сечений водоподъемных труб определяют расход смеси ($\text{м}^3/\text{с}$) у смесителя:

$$q_1 = \frac{Q}{3600} + \frac{W}{6(H-h+10)} \quad (10.9)$$

и на изливе

$$q_1 = \frac{Q}{3600} + \frac{W}{60}. \quad (10.10)$$

Площадь сечения (м^2) водоподъемных труб у смесителя

$$F_1 = \frac{q_1}{v_1}, \quad (10.11)$$

на изливе

$$F_2 = \frac{q_2}{v_2}, \quad (10.12)$$

где v_1, v_2 — скорость движения смеси соответственно у смесителя и на изливе, м/с (табл. 10.2).

Таблица 10.2

**Рекомендуемые скорости движения смеси
для различной глубины динамического уровня**

h , м	20	40	60
v_1 , м/с	1,8	2,7	3,6
v_2 , м/с	6	7–8	9–10

В случае, когда не планируется применение ступенчатой водоподъемной колонны, выбирают максимальное из рассчитанных значений F_1 и F_2 , которое обозначается F .

Тогда внутренний диаметр водоподъемной колонны (м)

$$d = \sqrt{\frac{4F}{\pi} + D^2}, \quad (10.13)$$

где D — внешний диаметр (33, 42, 50, 63,5) воздухопроводных труб, м.

По расчетной величине d подбираются ближайшие по внутреннему диаметру стандартные трубы (желательно обсадные геолого-разведочного сортамента).

Кроме эрлифта для опытных откачек воды могут применяться струйные аппараты со струйными насосами.

Гидравлический разрыв пласта. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) предназначен для повышения проницаемости ПЗП за счет создания искусственных и расширения естественных трещин (рис. 10.3).

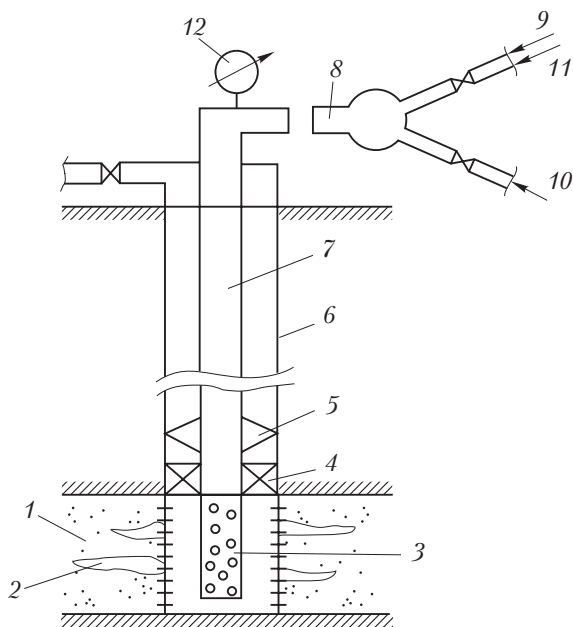


Рис. 10.3. Схема гидроразрыва продуктивного пласта:

1 — продуктивный пласт; 2 — трещина; 3 — фильтр; 4 — пакер; 5 — якорь; 6 — обсадная колонна; 7 — колонна насосно-компрессорных труб; 8 — устьевое оборудование; 9 — жидкость разрыва; 10 — жидкость-песконоситель; 11 — продавочная жидкость; 12 — манометр

ГРП происходит в результате нагнетания жидкости под давлением в ПЗП и последующего заполнения образовавшихся трещин пропантом, песком и другими материалами, предотвращающими их смыкание.

Одним из основных параметров ГРП является давление разрыва горных пород P_p , которое зависит как от горного давления P_r , так и от прочности горных пород. От соотношения P_p/P_r в определенной степени зависит и ориентация в пространстве образующихся трещин. Это соотношение в реальных условиях может быть различным. На практике во многих случаях оказывается, что $P_p < P_r$.

Очередность операций, выполняемых при гидроразрыве:

□ подготовка скважины — исследование на приток или приемистость — позволяет получить данные для оценки давления разрыва, объема жидкости разрыва и других характеристик;

□ промывка скважины промывочной жидкостью с добавкой определенных химических реагентов;

□ закачка жидкости разрыва. В зависимости от свойств ПЗП и других параметров используют либо фильтрующиеся, либо слабофильтрующиеся жидкости. В добывающих скважинах в качестве жидкостей разрыва можно использовать дегазированную и загущенную нефть, нефтемазутную смесь, гидрофобную нефтекислотную эмульсию, гидрофобную водонефтяную эмульсию, кислотно-керосиновую эмульсию и др., а в нагнетательных — воду, водные растворы соляной кислоты, загущенную воду или соляную кислоту;

□ закачка жидкости-песконосителя. Основные требования к жидкости-песконосителю — высокая пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость. В качестве жидкостей-песконосителей в добывающих скважинах используют вязкие жидкости или нефти, нефтемазутные смеси, гидрофобные водонефтяные эмульсии, загущенную соляную кислоту и др., а в нагнетательных — растворы сульфит-спиртовой барды (ССБ), загущенную соляную кислоту, гидрофильные нефтеводяные эмульсии, крахмально-щелочные растворы, нейтрализованный черный контакт (НЧК) и др. Наполнитель должен быть инертным по отношению к продукции пласта и длительное время не изменять своих свойств. Установлено, что концентрация наполнителя изменяется от 200 до 300 кг на 1 м³ жидкости-песконосителя;

□ закачка продавочной жидкости. В качестве продавочных используются жидкости с минимальной вязкостью. В добывающих скважинах часто используют дегазированную нефть из самой скважины (при необходимости ее разбавляют керосином или соляркой), в нагнетательных, как правило, воду;

□ вызов притока, освоение скважины и ее гидродинамические исследования.

Способы декольматирования с использованием энергии упругих волн. Эти способы основаны на принципе гидравлического удара. Среди них можно выделить вибрационные, виброударные и вакуумные.

При механических колебаниях в столбе жидкости внутри скважины возникают знакопеременные гидродинамические давления,

разрушающее воздействие которых при одновременной откачке или промывке скважины вызывает разжижение грунта и вынос из призабойной зоны мелких фракций продуктивного пласта (частиц глины или кольматанта). Механические колебания столба жидкости частотой до 1000 Гц можно создавать с помощью механических или гидравлических вибраторов.

При действии механических вибраторов в скважине разрушаются отложения кольматанта, имеющие незначительные (до 30 %) уплотнения. Такой способ восстановления проницаемости скважин предпочтительнее применять при наличии небольших зон (до 20 см от стенки фильтра) кольматации пород и слабосцементированных осадков кольматанта. Такое состояние скважины наблюдается через 12–18 месяцев после ремонта.

Сущность вибрационного способа восстановления производительности водозаборных скважин заключается в том, что одновременно с промывкой или откачкой скважины на фильтр или прилегающий к нему водоносный пласт воздействуют гидравлические импульсы, создаваемые в столбе воды вибратором, представляющим собой трубу с закрепленными на ней дисками.

Гидравлические ударные нагрузки могут быть также инициированы с помощью пусков и остановок насоса или компрессора, свабирования, сбрасывания груза (например, желонки) или другими способами.

10.3.3. Гидрофизические способы декольматирования

При гидрофизических способах декольматирования импульс давления передается закольматированному фильтру в виде ударной и акустических волн, которые сопровождаются переходными процессами. В результате быстрого (порядка 1–100 мкс) выделения энергии в среде, подвергающейся импульсному воздействию, создается ударная волна. Кроме того, в зависимости от акустической жесткости среды, разрушающим фактором являются расширяющиеся газы.

Все перечисленные факторы максимально проявляются *при взрыве твердых ВВ*: скорость волны детонации достигает 4–9 км/с, а давление ударной волны — 100 МПа. Высокая степень энергоем-

кости процесса взрыва способствует глубокому проникновению взрывной волны и разрушению кольматажной зоны.

Тем не менее применение ТДШ при освоении скважин осложняется возможностью повреждения фильтра и трудностями проведения и организации взрывных работ в скважине, а также хранения и транспортировки ВВ. Ударная волна опасна для каркаса фильтра, а расширяющиеся газы — для каркаса фильтра и гравийной обсыпки. Проведение взрывов ТДШ целесообразно в основном в скважинах, эксплуатировавшихся не более 2–5 лет.

При оценке ремонтпригодности фильтра и проектировании метода восстановления дебита скважины ориентируются на предельные нагрузки, создаваемые ударной волной (табл. 10.3).

Таблица 10.3

**Давления на фронте ударной волны, допустимые
для фильтров водозаборных скважин**

Давление ударной волны, МПа	Каркас фильтра	Водоприемная поверхность
60	Трубчатый стальной	Без дополнительной водо-приемной поверхности
50		Проволочная, диаметр проволоки 3 мм
40	Каркасно-стержневой	Без дополнительной водо-приемной поверхности
30		Проволочная, диаметр проволоки 3 мм
30	Штампованный стальной	Без дополнительной водо-приемной поверхности
30		Проволочная, диаметр проволоки 3 мм
20	Трубчатый стальной	Штампованный лист толщиной 0,8–1,0 мм
20	Каркасно-стержневой	
10	Трубчатый стальной	Сетчатая
10	Каркасно-стержневой	
10	Штампованный стальной	
5	Трубчатый полиэтиленовый	
2	Трубчатый полихлорвиниловый	
2	Блочного типа	

Электровзрывной способ обработки скважин основан на импульсном выделении электрической энергии при искровом разряде (табл. 10.4). При создании электрического разряда внутри фильтровой трубы ударная волна, распространяясь в радиальном направлении, производит разрушение и диспергирование осадков, кольматирующих внутреннюю и наружную поверхность фильтра и прифильтровую область. Далее интенсивное движение воды при расширении и захлопывании парогазового пузыря вызывает отделение разрушенных осадков от поверхности фильтра и вынос их в затрубное пространство и ствол скважины.

Таблица 10.4

**Технологические параметры обработки фильтров
электровзрывным способом**

Породы водоносного пласта	Тип фильтра	Режим обработки		Число импульсов на 1 м фильтра
		U , кВ	C , мкФ	
Песок	Сетчатый	30–35	3–6	150–200
	Проволочный с гравийной засыпкой	35–40	6	100–120
Известняк, песчаник	Сетчатый, проволочный	50	6–9	150–200
	Трубчатый с перфорацией			
	Без фильтра			
Гранит	Без фильтра		9–12	

Однако существенным недостатком электровзрывных устройств для обработки скважин является интенсивный износ электродов рабочих разрядников и разрушение изоляции, что требует частой их замены.

Кроме того, наблюдения за изменением производительности водозаборных скважин после обработки действием электрических разрядов показали, что дебит большинства из них начинает существенно уменьшаться через 10–12 мес эксплуатации и в связи с этим рациональный межремонтный период работы скважин, обрабатываемых электровзрывным способом, составляет не более 7 мес.

Пневмоимпульсное воздействие осуществляется с помощью специализированных установок АСП-Т и АВПВ-150, создающих в стволе скважины импульсы высокого давления (табл. 10.5).

Таблица 10.5

Технические параметры пневмоимпульсной обработки фильтров

Тип фильтра	Технологические параметры	Диаметр фильтра, мм		
		168	219	273
Сетчатый	Объем пневмокамеры, л	0,3	0,5	1
	Давление в воздухохборнике, МПа	4–6	6–8	8–10
	Число импульсов на 1 п.м фильтра, шт.	2–3	3–5	5–8
Каркасно-стержневой (спирально-проволочный) с проволочной обмоткой или со штампованным листом	Объем пневмокамеры, л	0,3	0,5	1
	Давление в воздухохборнике, МПа	10–15	10–15	10–15
	Число импульсов на 1 п.м фильтра, шт.	4–5	5–8	8–12

Технология применения пневмовзрыва основана на разрушении кольяматанта, образующегося на фильтре и в прифилтровой зоне, волновыми полями, возбуждаемыми пневмоисточниками в заданных режимах. Пневмоизлучатели типа АСП-Т при давлении поступающего в рабочую камеру сжатого воздуха 10 МПа обладают запасом удельной энергии на производство единичного выхлопа около 25 кДж на 1,0 дм³ рабочего объема камеры (тротилый эквивалент 6–7 г). Регистрирующая аппаратура позволяет осуществлять непрерывный контроль за изменением проницаемости фильтра и прифилтровой зоны. Продукты разрушения удаляются с забоя путем эрлифтной откачки с применением имеющегося оборудования.

Акустический способ обработки скважин разработан в НИИ оснований и подземных сооружений под руководством А.Б. Мещанского. Этот способ освоения и регенерации скважин на воду основан на способности звукового поля, создаваемого внутри фильтра, нарушать связи между частицами кольяматанта и отслаивать его от поверхностей, на которых кольяматант находится в виде слабосцементированного или пастообразного осадка. Акустические колебания вызывают в скважинной жидкости ка-

витаацию, акустические потоки и звуковое давление, составляющее 0,15–0,30 МПа, которые активно воздействуют на отложения кольматанта.

10.3.4. Химические способы декольматирования

Химические способы освоения скважин основываются на применении растворителей кольматанта — соляная, плавиковая, серная и другие кислоты. Пласт обрабатывают посредством создания кислотных ванн или подачи глинокислоты в скважину под давлением, которая проникает в пласт на глубину 15–30 м и более. В некоторых случаях растворяется не только кольматант, но и естественные карбонатные осадки, заполняющие трещины, что приводит к увеличению дебита до значений, превышающих естественный дебит скважины.

Основными компонентами глинокислоты являются соляная (хлороводородная) и плавиковая кислоты. Соляная кислота растворяет карбонатные материалы, содержащиеся в кольматанте пород водоносного горизонта, а плавиковая — глинистые частицы. Обычно для получения глинокислотного раствора к солянокислотному раствору добавляют плавиковую кислоту.

Основными недостатками кислотного способа освоения пласта являются его высокая стоимость, сложность ведения работ и необходимость приобретения дорогостоящего оборудования. Для обработки одной водозаборной скважины требуется в зависимости от диаметра и длины фильтра от 300 до 1100 кг соляной кислоты.

В качестве альтернативных кислотному способу в последнее время применяются способы, в которых для растворения кольматанта используются различные порошкообразные реагенты. Например, реагент «Рафаэль», применяющийся в Тюмени при декольматировании старых скважин. Реагент разрушает глинистые частицы до состояния тонкодисперсной фазы достаточно легко удаляемой с забоя скважины. Оптимальная концентрация реагента 8–10 %, реакция слабощелочная.

Среди многочисленных факторов, снижающих эффективность процессов реагентной обработки, необходимо выделить сложность мероприятия по удалению отработанных рабочих жидкостей из пласта.

10.3.5. Комбинированные способы декольматирования

Более высокая эффективность регенерации скважин и восстановления структуры и пористости водоносной породы достигается при использовании комбинированных методов обработки скважин, сочетающих гидравлическое, импульсное либо вибрационное воздействие с последующей или одновременной реагентной обработкой. Под действием гидродинамических нагрузок, создаваемых различными источниками, водонепроницаемые структуры разрушаются, образуются дополнительные трещины и каналы, увеличивается площадь контакта реагента с глинистыми отложениями, обеспечивается более глубокое проникновение реагента за контур фильтра в результате интенсификации массообмена между растворителем и кольматантом, улучшается отвод растворенных веществ из зоны контакта. Это способствует более полному извлечению кольматирующих образований из прифильтровой зоны скважины.

Импульсно-реагентные способы обработки сочетают воздействие на фильтр и водоносный пласт взрыва заряда ВВ, электро- и пневмовзрыва с реагентной обработкой.

Виброреагентная обработка скважин, совмещающая механическую обработку дисковым или поршневым рабочим органом с обработкой реагентами, обеспечивает восстановление проницаемости фильтра и водоносного пласта за счет пульсации реагентов в прифильтровой зоне скважины.

Опыт применения *электровибрационного способа* регенерации показывает, что при незначительном сроке эксплуатации скважин (3–5 лет) возможно увеличение их дебита до первоначального или близкого к нему.

Кавитационный способ регенерации скважины (рис. 10.4) отличается от вышеописанных тем, что в качестве источника колебаний жидкости используется кавитатор, а в качестве привода — погружной центробежный насос.

Частота кавитационных колебаний определяется динамическими характеристиками излучателя 5, установленного в фильтре и соединенного с водоподъемной колонной 2 обводной трубкой 3 через электрогидравлический клапан 4.

Основными преимуществами кавитационного способа декольматажа являются возможность автоматизации, сокращение стоимо-

сти работ и длительности межремонтных периодов за счет исключения операций демонтажа — монтажа водоподъемного оборудования.

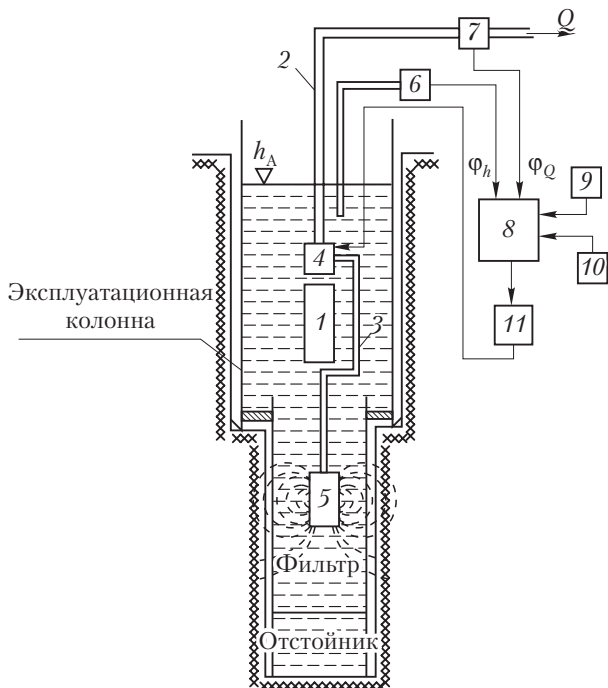


Рис. 10.4. Система восстановления дебита гидрогеологических скважин с использованием кавитатора:

1 — погружной насос; 2 — водоподъемная колонна; 3 — обводная трубка; 4 — электрогидравлический клапан; 5 — гидравлический излучатель (кавитатор); 6 — уровнемер; 7 — расходомер; 8 — блок сравнения; 9 — датчик динамического уровня; 10 — датчик расхода; 11 — исполнительное реле

10.3.6. Оценка эффективности способов декольматирования

При оценке эффективности вскрытия и регенерации скважин учитывается степень освоения фильтра и околофильтровой зоны. Оценка эффективности способов освоения чаще всего производится по изменению их дебитов и удельных дебитов, измеряемых до и

после гидродинамического воздействия на фильтр и прифильтровую зону, а также по устойчивости дебита в процессе эксплуатации скважин в последующий период.

Для оценки в сложных условиях может использоваться *скин-эффект* — показатель, который дает представление о дополнительном сопротивлении в скважине, вызываемом несовершенством технологии вскрытия пласта. Впервые скин-эффект был введен в решение уравнения пьезопроводности Ван Эвердингером и Херстом. Для практических целей используется уравнение

$$S = \frac{2\pi km \Delta P}{Q \mu b} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,25 \alpha t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (10.14)$$

где α — коэффициент пьезопроводности; b — объемный коэффициент пластовой жидкости; $\frac{km}{\mu}$ — коэффициент гидропроводности; $\left(\frac{k}{\mu}\right)$ — коэффициент подвижности; k — коэффициент проницаемости; $r_{\text{пр}}^2$ — приведенный радиус скважины (в отличие от r_c — физического радиуса скважины, определяется различными дополнительными фильтрационными сопротивлениями).

Дебиты и удельные дебиты определяют путем проведения пробных откачек, в процессе которых можно определить:

□ зависимости дебита Q и удельного дебита q от понижения уровня воды в скважине ($S = f(s)$, $q = f(s)$);

□ зависимости понижения уровня, дебита и удельного дебита от времени ($S = f(t)$, $Q = f(t)$, $q = f(t)$), коэффициента проницаемости k , а также химико-бактериологический состав воды.

По виду получаемых кривых судят о качестве восстановительных и регенерационных работ.

Прогнозная оценка эффективности способов декольматирования в условиях производства выполняется с целью оптимизации их выбора. Прогнозирование осложняется многообразием горно-геологических, экономико-климатических и технико-технологических условий ведения работ, поэтому необходима разработка метода оценки эффективности различных способов декольматирования.

В этом смысле определенный интерес представляет показатель удельной энергоемкости различных способов декольматирования призабойной зоны скважин, который изменяется в достаточно ши-

роких пределах. При этом повышение энергоемкости способов декольматирования происходит с резким понижением их КПД, так как увеличению прочности кольматанта от 0,5 до 3,5 МПа (в 7 раз) должно соответствовать повышение удельной энергоемкости способов декольматирования от 9 Дж до 1700 кДж и более.

На основании анализа величин удельной энергоемкости различных способов декольматирования призабойной зоны буровых скважин можно сделать вывод о том, что незначительное увеличение прочности кольматанта приводит к необходимости многократного увеличения энергии, затрачиваемой на его разрушение.

11

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Осложнения, обусловленные неустойчивостью горных пород

11.1. В стенках скважины

11.1.1. Классификация нарушений целостности стенок скважины

Под **осложнением** при бурении скважины следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

Наиболее распространенными являются осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощение бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления. На нефтегазовых месторождениях часто встречаются осложнения, связанные с сероводородной агрессией и бурением скважин в условиях многолетнемерзлых пород.

Лабораторные исследования и накопленный опыт позволили классифицировать основные виды нарушений целостности стенок скважины:

- обвалы и осыпи;
- набухание;
- ползучесть;
- желобообразование;
- растворение.

Обвалы и осыпи происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или его фильтратом снижается предел прочности этих слоев, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам и

осыпям может способствовать и набухание из-за проникновения в пласты свободной воды, содержащейся в растворах, что приводит к выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению и осыпанию породы. Небольшие осыпи возможны из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы и осыпи могут происходить в результате действия тектонических сил, вызывающих сжатие пород. В этом случае давление горной породы значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора.

Характерными *признаками обвалов и осей* являются: резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихваты бурильной колонны, выделение газа.

Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность за счет уменьшения скорости восходящего потока и его подъемной силы, вследствие чего возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, что ведет к снижению механической скорости бурения.

Основные меры предупреждения и ликвидации обвалов и осей:

- бурение в зоне возможных обвалов и осей с промывкой буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально возможную плотность;
- высокие скорости проходки;
- бурение скважин с возможно меньшими диаметрами;
- бурение от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
- поддержание скорости восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
- подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
- не допускать значительных колебаний плотности бурового раствора;
- перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
- не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит под действием бурового раствора и его фильтраата при прохождении глин, уплотненных глин и аргиллитов с высоким содержанием минералов типа монтмориллонита, которые легко набухают и сужают ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождениям до забоя и прихватам бурильного инструмента.

Для *предупреждения и ликвидации набухания* необходимо:

- бурить в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига;

- обеспечивать высокие скорости проходки;

- после приготовления глинистого раствора заполнить им скважину и выждать определенное время, необходимое для протекания физико-химических процессов;

- принимать меры для предупреждения и ликвидации обвалов и осыпей.

Ползучесть наблюдается при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем. Из-за недостаточного противодействия на пласт такие породы заполняют ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород обычно сложены устойчивыми, не склонными к ползучести породами. Однако осложнения возможны и вследствие того, что кровля и подошва пласта сложены породами, например соляными, склонными к ползучести. При этом выдавливание глины или аргиллита в скважину обусловлено деформацией кровли и подошвы пласта. Проявление ползучести усиливается с ростом глубины бурения и повышения температуры пород.

Характерными признаками проявления ползучести являются затяжки и посадки бурильных обсадных колонн, прихваты и смятие.

Основные меры предупреждения и ликвидации ползучести:

- разбуривание отложений пород, склонных к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

- высокие скорости проходки;

□ бурение вертикальных скважин с КНБК, предупреждающей искривление их стволов;

□ при цементировании обсадных колонн подъем цементного раствора в затрубном пространстве производить на 50–100 м выше отложений пород, склонных к ползучести (вытеканию);

□ при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, устанавливать трубы с более толстыми стенками для предотвращения смятия обсадной колонны.

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования — увеличение углов перегиба ствола скважины, массы единицы длины бурильной колонны и площади контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно направленных скважин.

Характерными признаками образования в скважине желоба являются проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Желобообразование происходит постепенно по мере роста числа рейсов бурильного инструмента. При желобообразовании возрастает опасность заклинивания, если диаметр бурильных труб превышает размер желоба в 1,14–1,20 раза.

Основные меры предупреждения и ликвидации желобообразования:

□ использование при бурении вертикальных скважин с такой компоновкой бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму; недопущение различных азимутальных изменений;

□ обеспечение максимально возможной проходки на долото;

□ использование предохранительных резиновых колец;

□ недопущение при прохождении уплотненных глин, аргиллитов и глинистых сланцев обвалов и осыпей;

□ при бурении наклонно направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах соблюдать отношения наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35–1,40;

□ поднимать колонну бурильных труб на меньшей скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;

□ при заклинивании колонну труб сбивать вниз; желоба ликвидировать проработками ствола скважины в интервалах их расположения, одна из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов — взрыв ТДШ.

Растворение происходит во время прохождения соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях — потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии насыщения промывочной жидкости солью (раствор должен быть насыщен той солью, из которой сложены стенки скважины). При небольшой толщине пласта разных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование, при большой толщине — бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Во второй половине 1950-х гг. Ю.В. Вадецкий предложил использовать многократную кавернометрию для оценки устойчивости горных пород при бурении скважин. Этот способ нашел широкое применение в практике бурения скважин. Он позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность методов, применяемых для предотвращения осложнений, а также разрабатывать мероприятия по их предотвращению в случае нарушения целостности стенок скважин.

11.1.2. Механизм проявления горного давления в скважине

Сопоставление механизма проявлений горного давления в вертикальных шахтных выработках с поведением горных пород в стенках скважин, а также выполненный в 1974–1984-х гг. профессором В.С. Войтенко комплекс теоретических и экспериментальных исследований позволили разработать новые представления о

явлениях в приствольной зоне, происходящих при бурении, освоении и эксплуатации скважины. Суть их заключается в следующем.

В результате приспособления к условиям всестороннего сжатия горные породы в процессе своего формирования приобретают относительно устойчивые свойства, в том числе определенную плотность, пористость, проницаемость, влажность и запас упругой энергии. Если начальное поле напряжений в горном массиве сформировано только под влиянием силы тяжести, то величину этой энергии можно ориентировочно определить как произведение глубины залегания породы на средневзвешенное значение плотности вышезалегающих (до дневной поверхности) пород.

Вскрытие горного массива нарушает установившееся состояние изостазии. Около скважины формируется локальное силовое поле с максимальной концентрацией напряжений на ее стенке.

Природные факторы так же, как и в случае нарушения равновесия горного массива тектоническими силами, начинают работу по восстановлению состояния изостазии. Однако из-за концентрации напряжений, гидродинамического и физико-химического воздействия бурового раствора этот процесс около скважины протекает более интенсивно. Причем главное заключается не столько в повышении отдельных компонент напряжений, сколько в том, что их распределение существенно отличается от гидростатического. Новые компоненты напряжений способствуют развитию различно направленных деформаций.

Когда несущая способность пород оказывается недостаточной, то около скважины образуется некоторая предельная область, или область пониженных напряжений (рис. 11.1). Породы в этой области могут претерпевать весь спектр неупругих деформаций: от хрупкого разрушения до вязкопластичного течения. В результате они увеличиваются в объеме и перемещаются в ствол скважины. При этом напряжения в предельной области уменьшаются, происходит разрядка упругой энергии пласта.

Количество упругой энергии, расходуемой на перемещение породы, пропорционально коэффициенту ее объемного сжатия, глубине залегания, мощности пласта и радиусу влияния скважины.

Разрушение пород в приствольной зоне зависит от интенсивности действующих напряжений, реологических свойств и скорости вскрытия горного массива.

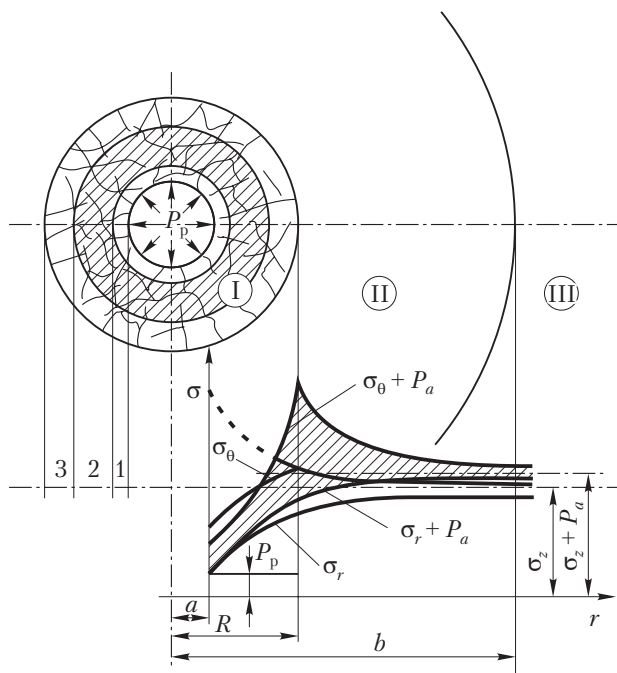


Рис. 11.1. Схема проявления горного давления в скважине:

I — предельная область; II — область упругих деформаций; III — нетронутый горный массив; 1 — $n \geq 5$; 2 — $n = 3$; 3 — $n < 3$; a , R , b — радиус соответственно ствола, предельной области и влияния скважины; σ_z , σ_θ , σ_r — главные нормальные напряжения соответственно осевое, кольцевое, радиальное; P_a — гидратационные напряжения; r — текущий радиус; P_p — давление столба бурового раствора

При определенных условиях разрядка упругой энергии может сопровождаться «стрелянием», осыпями и обвалами пород. Вероятность этих явлений повышается с глубиной скважины, увеличением механической скорости бурения и поровых давлений.

Процессы около скважины развиваются во времени и отражают различные формы проявлений горного давления, которые могут заканчиваться либо на стадии образования около нее нового поля напряжений (при этом деформации около скважины остаются в пределах упругих), либо сопровождаются неупругими деформациями (т.е. образованием области, в которой породы переходят в предельное состояние).

При первой форме ствол скважины и целостность ее крепи не нарушаются. Отрицательное последствие проявления горного давления в этой форме может сказываться только на фильтрационных свойствах продуктивного пласта в пристволевой зоне.

Вторая форма проявления горного давления сопровождается кавернообразованием и сужением стволов скважины. В случае хрупкого разрушения происходит кавернообразование, когда превалирует вязкопластичное течение — сужение ствола. Если ствол будет закреплен, то в последнем случае на обсадную колонну начнут действовать дополнительные нагрузки.

При неизменных начальных условиях после реализации упругой энергии в пределах влияния скважины развитие предельной области заканчивается и вместе с ним должны прекратиться осложнения, обусловленные проявлениями горного давления. В частности, в случае незакрепленной скважины новое равновесное состояние наступит, когда в ствол будет «выдавлен» объем породы, равный разности объемов породы, заключенной в области пониженных напряжений до и после перехода ее в предельное состояние, или пока не будет израсходован излишний для нового состояния изостазии запас упругой энергии пласта в пределах влияния скважины. Если ствол скважины будет закреплен раньше, чем произойдет реализация процесса, то неизрасходованная часть этой энергии может быть передана на крепь скважины в виде горного давления.

В реальных условиях эти явления могут носить более сложный характер, например, из-за возможных перемещений по вертикали пород, вмещающих пласт. Если допустить, что вышелегающие породы будут оседать, то процесс «выдавливания» пород в ствол скважины будет практически непрерывным, хотя, возможно, и менее интенсивным по сравнению с начальным периодом.

В случае отбора флюида (нефть, газ и др.) из пласта, если будет допущено падение поровой компоненты до критического значения, когда порода не выдержит возрастающих эффективных напряжений, может начаться «дискование» пласта с разделением его на отдельные замкнутые блоки. Это явление чревато ранним обводнением скважины и резким снижением нефтегазоотдачи.

Напряженно-деформированное состояние горных пород в пристволевой зоне может в значительной степени изменяться из-за физико-химического воздействия бурового раствора: увлажнение,

адсорбционное разупрочнение, действие гидратационных напряжений, растворение, выщелачивание и т.д.

В глинистых породах при определенных условиях около скважины может образоваться защитная оболочка, или зона динамического равновесия (см. рис. 11.1), с влажностью, соответствующей трем-четырем значениям энергетического параметра n :

$$n = \frac{G}{G_m S_0}, \quad (11.1)$$

где G — весовая влажность породы; G_m — количество жидкости, необходимое для образования 1 м^2 мономолекулярного слоя, для воды $G_m = 3 \cdot 10^{-7} \text{ кг}$; S_0 — удельная поверхность породы.

Прочность породы при такой влажности еще достаточно высокая. В то же время в этих условиях могут активно протекать процессы осмотической дегидратации и ионообменные, сопровождающиеся переходом воды из слабосвязанного в прочносвязанное состояние.

В соляных породах образование зоны динамического равновесия возможно в связи с тем, что здесь увлажнение идет с одновременным растворением. В результате растворения вода насыщается солью. С увеличением же ее минерализации процессы растворения и увлажнения замедляются.

Перечисленные явления (наряду с перераспределением напряжений и снижением диффузионных и эрозионных процессов в результате уменьшения скорости восходящего потока и образования застойных зон в кавернах) могут замедлить или полностью предотвратить развитие предельной области и, следовательно, сужение и кавернообразование ствола скважины.

Таким образом, эти осложнения являются следствием развития предельной области. В связи с изложенным усилия специалистов должны быть направлены в первую очередь на разработку и реализацию мероприятий, предупреждающих ее образование.

При наличии в разрезе очень слабых пород (глинистые, соляные и т.п.), особенно с высокими поровыми давлениями, эта цель часто оказывается практически недостижимой. В таких случаях должны быть предприняты меры, способствующие формированию в пристволевой зоне защитной оболочки или позволяющие использовать нежелательные последствия проявления горного давления в нужном направлении.

Первое достигается применением специальных рецептов буровых растворов, второе — комплекса таких инженерных методов, как направленное использование кавернообразования, отбор породы из предельной области, специальные режимы бурения, выделение интервалов, опасных в отношении нарушения обсадных колонн, проверка сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением и др.

Проводка скважины наряду с изменением поля напряжений нарушает влажностное равновесие, сложившееся в нетронутом горном массиве. При этом одновременно с локальным полем напряжений около скважины формируется новое влажностное состояние. Основными факторами, влияющими на его формирование, являются новые неравномерные напряжения и соотношения между химическими потенциалами поровой воды и бурового раствора, определяемые их термодинамическими активностями.

Главные нормальные напряжения (σ_r — радиальное, σ_θ — кольцевое, σ_z — осевое), действующие на стенки скважины, без учета физико-химического взаимодействия бурового раствора с породой определяются следующими выражениями:

□ при упругих деформациях пород и $\lambda = 1$

$$\sigma_r = p_p, \sigma_\theta = 2p_\Gamma - p_p, \sigma_z = p_\Gamma; \quad (11.2)$$

□ после образования предельной области

$$\sigma_r = p_p, \sigma_\theta = p_p + \frac{2G}{\sqrt{3}} \sigma_\Gamma, \sigma_z = p_p + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_\Gamma. \quad (11.3)$$

При $0 \leq p_p < p_\Gamma$ и упругих деформациях пород коэффициенты концентраций радиального k_r , кольцевого k_θ и осевого k_z напряжений могут изменяться в пределах

$$0 \leq k_r = \frac{p_p}{p_\Gamma} < 1, 1 < k_\theta = \frac{2p_\Gamma - p_p}{p_\Gamma} \leq 2, k_z = \frac{\sigma_z}{p_\Gamma} = 1. \quad (11.4)$$

После образования предельной области при $0 \leq p_p \leq p_\Gamma - \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_\Gamma$ и $\sigma_\Gamma < \sigma_z$ имеем

$$0 \leq k_r = \frac{p_p}{p_\Gamma} < 1, 0 < k_\theta = \frac{p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_\Gamma}{p_\Gamma} < 2, 0 < k_z = \frac{p_p + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_\Gamma}{p_\Gamma} \leq 1. \quad (11.5)$$

Если при вскрытии горного массива скважиной будет обеспечено выполнение условия $a''_T = a'_T$ (a''_T, a'_T — термодинамические активности соответственно бурового раствора и поровой воды), то направление всасывания бурового раствора или его фильтрата в породу будет совпадать с направлением действия тех напряжений, для которых коэффициент концентрации напряжений меньше единицы. В области упругих деформаций — это направление действия радиального напряжения, а после образования предельной области — еще и направления действий кольцевого и осевого напряжений. Участки, на которых коэффициенты концентрации напряжений больше единицы, должны обезвоживаться.

Состояние влажностного равновесия в нетронутым горном массиве можно описать уравнением

$$\sigma_{\text{э}} + \sigma_{\text{р}} = \frac{RT}{V_{\text{м}}} \ln a'_T, \quad (11.6)$$

где $\sigma_{\text{э}}$ — эффективные напряжения в скелете породы; $\sigma_{\text{р}}$ — напряжения разрыва структурных связей в породе; $V_{\text{м}}$ — мольный объем жидкости.

С учетом дополнительного увлажнения новое равновесное состояние около скважины описывается уравнением

$$\sigma_{\text{max}} - \sigma_{\text{min}} + \sigma_{\text{р}} = \frac{RT}{V_{\text{м}}} \ln a''_T + p_{\text{р}}, \quad (11.7)$$

где $\sigma_{\text{max}}, \sigma_{\text{min}}$ — максимальное и минимальное главные напряжения, действующие на породу; $\sigma_{\text{р}}$ — напряжение разрыва структурных связей.

Для области упругих деформаций породы

$$\sigma_{\text{max}} = 2p_{\text{г}} - p_{\text{р}}, \quad \sigma_{\text{min}} = p_{\text{р}},$$

а после перехода ее в предельное состояние

$$\sigma_{\text{max}} = p_{\text{р}} + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_{\text{т}}, \quad \sigma_{\text{min}} = p_{\text{р}}.$$

После подстановки этих значений в формулу (11.7) и с учетом того, что $p_{\text{г}} = \sigma_{\text{э}} + p_{\text{п}}$, получим:

□ для упругой области

$$2\sigma_{\text{э}} + \sigma_{\text{р}} = \frac{RT}{V_{\text{м}}} \ln a''_T + p_{\text{р}} + 2\Delta p, \quad (11.8)$$

где $\Delta p = p_p - p_{п}$ — дифференциальное давление; $p_{п}$ — пластовое (поровое) давление;

□ для предельной области

$$\frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T + \sigma_p = \frac{RT}{V_M} \ln a_T'' + p_p. \quad (11.9)$$

Рассмотрим, какая часть гидратационных напряжений может быть реализована в виде повышения напряжений около незакрепленной скважины.

В приближении плоской задачи предельное состояние породы около скважины по Губеру — Мизесу — Генки должно соответствовать условию

$$\sigma_{\theta} - \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T. \quad (11.10)$$

При увлажнении породы выражение (11.10) примет вид

$$\sigma_{\theta w} - \sigma_{rw} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_{T w}, \quad (11.11)$$

где $\sigma_{\theta w}$, σ_{rw} — кольцевое и радиальное главные напряжения при новом влажностном состоянии; $\sigma_{T w}$ — предел текучести при одноосном сжатии породы, увлажненной фильтратом бурового раствора.

Разность выражений (11.10) и (11.11)

$$(\sigma_{\theta} - \sigma_r) - (\sigma_{\theta w} - \sigma_{rw}) = \frac{2}{\sqrt{3}} (\sigma_T - \sigma_{T w})$$

будет характеризовать ту часть гидратационного напряжения, которая может привести к изменению напряжений около скважины. Поскольку обычно $\sigma_{T w} < \sigma_T$, то $\sigma_{\theta w} - \sigma_{rw} < \sigma_{\theta} - \sigma_r$.

Таким образом, если порода уже находится в предельном состоянии, то ее увлажнение будет способствовать только снижению действующих напряжений. Если же порода находится в области упругих деформаций, т.е. $\sigma_{\theta} - \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T$, то гидратационные напряжения при всасывании фильтрата раствора будут способствовать увеличению действующих напряжений до тех пор, пока увлажненная порода не перейдет в предельное состояние.

Высказанные положения хорошо подтверждаются опытными данными. Экспериментально установлено, что при увлажнении напряжения в глинистых породах превышали 70 МПа. Для того чтобы определить, насколько реальна эта величина в естественных условиях, были проведены специальные опыты в шахте, в которой порода при всасывании воды могла, хотя и ограниченно, деформироваться в сторону выработки. При этом, согласно показаниям датчиков упругости, в породе сначала наблюдались напряжения сжатия. Однако после достижения давления 1,4–3,5 МПа они падали до нуля вследствие разрушения породы, и цикл повторялся.

Изменяя физико-химическую природу и плотность бурового раствора, можно направленно влиять на проявления горного давления как в стенках, так и на забое скважины, а также в продуктивном пласте. Поэтому буровой раствор следует рассматривать как важнейший фактор управления напряженно-деформированным состоянием горного массива в пристволевой зоне.

11.1.3. Прогноз смещений стенок скважины

Напряженно-деформированное состояние горных пород как в нетронутом массиве, так и около скважины формируется под воздействием многих факторов, часть из которых трудно оценить количественно, поэтому аналитические выражения, приведенные далее, получены с рядом упрощений.

В основу расчетной схемы положены разработанная В.С. Войтенко гипотеза о проявлениях горного давления в скважине и экспериментальные данные исследований длительного деформирования пород.

Примем, что при вскрытии горного массива вокруг скважины образуются три области (см. рис. 11.1): предельная, или неупругих деформаций I, упругих деформаций II и зона III, напряжения в которой соответствуют напряжениям нетронутого массива. Предполагается, что между этими областями существует силовая связь, а свойства горных пород аналогичны свойствам вязкопластичной среды. Распределение напряжений в нетронутом горном массиве

принимается гидростатическим. Однако допускается, что после его вскрытия часть напряжений — условный предел текучести — не релаксирует в течение срока бурения скважины. Процесс деформирования пород описывается уравнением состояния, соответствующим реологической модели Бингама — Шведова.

Скважина представляется как полый цилиндр, внешняя поверхность которого находится под давлением горных пород, а внутренняя — под давлением столба бурового раствора. Принято, что деформирование происходит в плоскости, а условие текучести изменяется согласно теории формоизменения Губера — Мизеса — Генки.

Породы в I области находятся в состоянии квазипластического течения и стремятся переместиться в ствол скважины. Когда превалирует процесс хрупкого разрушения, это приводит к кавернообразованию, в случае более выраженного вязкопластического течения — к сужению ствола. В обоих случаях интенсивность смещения стенок скважины зависит главным образом от размеров предельной области и скорости ее образования.

Физико-химическое действие бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горного массива в окрестности скважины учитывается опосредованно через его влияние на реологические свойства породы.

С учетом принятых допущений при условии симметричного относительно центра скважины распределения напряжений эта задача сводится к осесимметричной плоской задаче.

Распределение напряжений в предельной области, занимающей кольцо $a \leq r \leq R$, определяется дифференциальным уравнением равновесия

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_0}{r} = 0 \quad (11.12)$$

и принятым условием текучести.

Используя условие текучести Губера — Мизеса — Генки, путем интегрирования уравнения (11.12) и определения произвольной постоянной из условия равенства $\sigma_r = p_{\text{п}}$ на стенке скважины, т.е. при $r = a$, получим следующее распределение напряжений около скважины после перехода породы в предельное состояние:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \ln \frac{r}{a}; \\ \sigma_\theta &= p_p + \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \left(1 + \ln \frac{r}{a}\right); \\ \sigma_z &= p_p + \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_T \left(1 + 2 \ln \frac{r}{a}\right). \end{aligned} \right\} \quad (11.13)$$

По условию сплошности среды напряжения при переходе через границу предельной и упругой областей изменяются непрерывно. На этом основании, учитывая, что при $r = R$ $\sigma_z = p_\Gamma$, из системы (11.13) определим радиус предельной области:

$$R = 0,61a \exp \frac{p_\Gamma - p_p}{1,15\sigma_T}. \quad (11.14)$$

Аппроксимируя горные породы сыпучей средой со сцеплением и применяя для описания предельного состояния условие Мора, Д.В. Даньш, Е.Г. Леонов и Б.С. Филатов подобным же путем получили выражение для радиуса предельной области в виде

$$R = a \left[\frac{(p_\Gamma - \sigma_p)(1 - k)}{p_p - \sigma_p} \right]^{\frac{1-k}{2k}}, \quad (11.15)$$

где $k = \sin \varphi$; σ_p – прочность породы в условиях одноосного растяжения.

Из выражений (11.14) и (11.15) видно, что радиус предельной области зависит от начального радиуса скважины, горного давления, давления столба бурового раствора и механических свойств породы.

Формулы (11.14) и (11.15) позволяют вычислить конечные значения радиуса предельной области. Однако в реальных условиях предельная область развивается во времени с различной скоростью в зависимости от действующих напряжений и прочности горных пород. Так, по наблюдениям А. Лаббаса скорость развития предельной области в шахтах средней глубины изменяется от нескольких миллиметров в сутки в твердых породах до нескольких сантиметров – в мягких.

Так, К. Хефер определил, что в штреке диаметром 3 м, пройденном в отложениях каменной соли на глубине 1000 м, радиус предельной области через 100 сут. был 0,8 м, а через 1000 сут. –

примерно 4 м, т.е. по мере увеличения радиуса предельной области скорость ее развития уменьшалась. Это хорошо согласуется с изложенными выше положениями о механизме проявления горного давления в буровой скважине.

Таким образом, радиус предельной области является затухающей функцией времени. Для каждого момента времени t его значение можно рассчитать по формулам

$$R_t = a + a \left(0,61 \exp \frac{p_r - p_p}{1,15 \sigma_T} - 1 \right) \left[1 - \exp \left(- \frac{1}{t_0} \right) \right], \quad (11.16)$$

$$R_t = a + a \left[\left(\frac{p_r - \sigma_p}{p_p - \sigma_p} (1 - k) \right)^{\frac{1-k}{2k}} - 1 \right] \left[1 - \exp \left(- \frac{1}{t_0} t \right) \right], \quad (11.17)$$

где t_0 — время релаксации напряжений.

График зависимости (11.16) приведен на рис. 11.2. Расчеты выполнены при следующих исходных данных: $a = 0,1$ м, $R = 10$ м, $t_0 = 10$ сут.

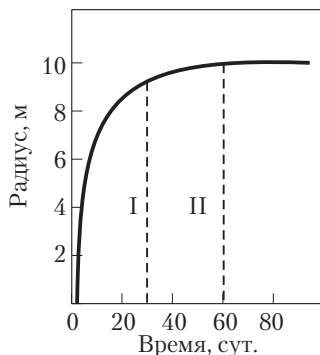


Рис. 11.2. Изменение радиуса R предельной области во времени согласно формуле (11.16)

Из рис. 11.2, видно, что развитие предельной области условно можно разделить на два этапа. Этап I, продолжающийся около 30 сут. после вскрытия породной толщи, характеризуется относительно высокой скоростью развития предельной области. На II этапе, следующие 30 сут., скорость ее расширения постепенно снижается практически до нуля.

Знание интенсивности смещения стенок скважины необходимо для правильного планирования различных технологических операций (спуска обсадных колонн, проведения электрометрических исследований, испытания продуктивных пластов в открытом стволе и др.), расчета обсадных труб, плотности бурового раствора и времени безопасного ведения работ, разработки мероприятий по предупреждению нарушений обсадных колонн горным давлением и управлению процессом кавернообразования.

Скорость сужения стенок вертикальной горной выработки при аппроксимации пород сыпучей средой со сцеплением была впервые определена Хирамацу и Ока.

Эта же задача решена В.С. Войтенко с допущением, что пласт представлен несжимаемой вязкопластичной средой.

Решение проведено по изложенной выше расчетной схеме, согласно которой с учетом положения о пропорциональности компонент деформации соответствующим компонентам девиатора напряжений принимается, что для радиального направления

$$\frac{\partial \varepsilon_r}{\partial t} = \frac{1}{\eta_0} \left[\sigma_z - \frac{1}{2} (\sigma_\theta + \sigma_z) \right]. \quad (11.18)$$

Выражение для компоненты деформации ε_z в уравнении (11.18) при радиальном перемещении стенок скважины u имеет вид $\varepsilon = du/dz$, поэтому

$$\frac{\partial \varepsilon_r}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial u}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right). \quad (11.19)$$

Проинтегрировав уравнение (11.18) с учетом выражений (11.14) и (11.19), получим

$$\frac{\partial u}{\partial t} = - \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} r + A. \quad (11.20)$$

Для исключения постоянной интегрирования A принимаем, что при $r = a$

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_a$$

и при $r = R$

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)_R.$$

После подстановки этих выражений в формулу (11.20) найдем

$$\left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_a - \left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_R = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} R - a. \quad (11.21)$$

С учетом того, что $\left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_a \gg \left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_R$, а $\left(\frac{\partial u}{\partial t}\right)_a = v$, получим следующую формулу для расчета скорости сужения ствола скважины:

$$v = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} (R - a). \quad (11.22)$$

После подстановки в формулу (11.22) значения R (см. формулу (11.14)) получим окончательную формулу приближенного расчета скорости сужения стенок скважин:

$$v = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{\sigma_T}{\eta_0} a \left(0,61 \exp \frac{p_T - p_p}{1,15 \sigma_T} - 1 \right). \quad (11.23)$$

При описании предельного состояния породы прямолинейнойгибающей кругов Мора формула (11.23) принимает вид

$$v = \frac{1}{\eta_{III}} \frac{k}{1+k} a^{\frac{-2k}{1-k}} (p_p - \sigma_p) \left(R^{\frac{1+k}{1-k}} - a^{\frac{1+k}{1-k}} \right). \quad (11.24)$$

В формуле (11.24) радиус предельной области определяется выражением (11.15).

Согласно проведенным В.С. Войтенко исследованиям результаты расчетов по формуле (11.23) хорошо согласуются с данными наблюдений за смещениями стенок скважин в солевых и увлажненных глинистых толщах.

11.1.4. Расчет необходимой плотности бурового раствора

В соответствии с рассмотренной гипотезой проявления горного давления утяжеление бурового раствора снижает результирующее напряжение, действующее на горную породу стенок скважины и тем самым способствует сохранению их устойчивости.

Для определения плотности раствора, обеспечивающего устойчивость пород стенок скважины, предложен ряд формул, при выводе которых рассматриваются различные условия перехода породы в предельное состояние.

Б.В. Байдюк и Л.А. Шрейнер (1958) предложили следующее уравнение:

$$\rho_p = \rho_{\pi} - \sqrt{\frac{15\rho_{\pi}gh - 15B_0}{A_0h}}, \quad (11.25)$$

где A_0 , B_0 — параметры, определяемые по данным кратковременных испытаний породы на одноосное сжатие и вдавливание пуансона; h — глубина залегания породы.

Н.С. Тимофеев, Р.Б. Вугин и Р.С. Яремийчук (1972) рекомендуют пользоваться формулой

$$\rho_p = \rho_{\pi} - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_c}{h}, \quad (11.26)$$

где σ_c — прочность породы при одноосном сжатии.

Зависимость (11.26) получается при использовании энергетической теории прочности Губера.

Г.А. Стрелец и Б.С. Филатов (1970) воспользовались для характеристики предельного состояния породы условием пластичности Треска — Сен-Венана и предложили формулу

$$\rho_p = \rho_{\pi} - \frac{\tau_T}{h}. \quad (11.27)$$

В.С. Войтенко при использовании условия пластичности Губера — Мизеса — Генки получил выражение для расчета плотности раствора

$$\rho_p = \rho_{\pi} - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_T}{h}. \quad (11.28)$$

Буровой раствор с плотностью, рассчитанной по формулам (11.25)–(11.28), должен обеспечивать устойчивость стенок в пределах упругих деформаций. В то же время, как показывает практика бурения, нормальная проводка скважины, имеющей в разрезе пластически деформирующиеся породы, во многих случаях может быть осуществлена и при некотором неупругом их деформировании. Это возможно потому, что смещения в результате таких деформаций компенсируются кавернообразованием.

И.К. Майоров и Н.П. Гребенников предложили эмпирическую формулу для расчета плотности раствора с учетом возможных радиальных смещений стенок скважины:

$$\rho_p = \rho_{\pi} - 5,8 \frac{\sigma_T}{h} \left(\ln \frac{G}{\sigma_T} - 1,1 \right). \quad (11.29)$$

Использование формулы (11.29) ограничено условием $u/a = 0,035$, получаемым путем анализа данных различных промыслов (u — конечное радиальное смещение стенок ствола при неупругих деформациях пород около скважины; a — начальный радиус ствола скважины).

Формула для расчета плотности раствора, учитывающая реологические процессы около скважины и кавернообразование, получена В.С. Войтенко на основании следующих соображений: проводка скважины при фактической скорости сужения ее ствола $v_{\phi} > 0$ может нормально осуществляться в том случае, когда скорость кавернообразования $v_k \geq v_{\phi}$.

Фактическая скорость сужения ствола скважины, при которой возможно бурение без осложнений в интервалах пластически деформирующих пород, с учетом кавернообразования следующая:

$$v_{\phi} = \frac{D_{\text{н}} - D_{\text{п}}}{2t_{\phi}}, \quad (11.30)$$

где $D_{\text{н}}$ — диаметр ствола скважины перед началом работ (бурение ниже интервала залегания пластических пород, спуск обсадной колонны или испытателя пластов, электрометрические исследования и др.); $D_{\text{п}}$ — предельный (минимально допустимый) диаметр ствола скважины, обеспечивающий беспрепятственное прохождение долота, муфты обсадных труб, геофизических и других приборов в интервале пластичных пород; t_{ϕ} — планируемое время безопасного выполнения технологических операций.

Решив совместно уравнения (11.22) и (11.30), получим формулу для расчета плотности раствора, обеспечивающего требуемую устойчивость горных пород в стенках скважины:

$$\rho_p = \rho_{\pi} - \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_T}{gh} \ln \left[\frac{(D_{\text{н}} - D_{\text{п}})\eta_0}{1,05at_{\phi}\sigma_T} + 1,65 \right]. \quad (11.31)$$

Зависимость (11.31) имеет важное практическое значение, так как поддерживать плотность раствора, рассчитанную по формулам (11.25)–(11.28), экономически невыгодно и не всегда практически возможно. Поскольку тяжелые растворы увеличивают гидродинамические нагрузки на стенки скважины, снижая устойчивость

слагающих их горных пород, и могут привести к гидроразрыву пластов. Кроме того, они ухудшают работу породоразрушающих инструментов и требуют дополнительных затрат времени и материалов на их приготовление и обработку. Кроме того, бороться с сужением ствола утяжелением раствора невозможно, если в разрезе скважины имеются поглощающие горизонты. Поэтому к утяжелению бурового раствора как методу управления проявлениями горного давления нужно прибегать только в тех случаях, когда исчерпаны другие возможности.

Таким образом, практически ценными являются способы, позволяющие осуществлять нормальную проводку скважины с применением буровых растворов, плотность которых регламентируется только пластовыми давлениями. При этом в первую очередь должны быть использованы физико-химические факторы воздействия на породу и развитие предельной области, т.е. выбран определенный тип бурового раствора с минимальным разупрочняющим действием, позволяющий сформировать около скважины защитную оболочку (зону динамического равновесия).

11.1.5. Оценка разупрочняющего действия бурового раствора

Для реализации физико-химических факторов управления проявлениями горного давления необходим надежный метод оценки совместимости буровых растворов с горными породами.

На основании специально проведенных исследований В.С. Войтенко установлено, что для количественного прогнозирования поведения горных пород при контакте с буровым раствором достаточно выполнить испытание деформирования образцов породы в среде этого раствора в условиях одноосного сжатия при интенсивности напряжений и температуре (до 100 °С), соответствующих глубине залегания изучаемого пласта.

Результаты этих испытаний больше информативны, чем полученные методами набухания, а от опытов на образцах-моделях скважин они отличаются простотой и оперативностью.

Испытания выполняют на сконструированной В.С. Войтенко установке рычажного типа (рис. 11.3), в которой поддерживается постоянная в течение опыта нагрузка и осуществляется регистрация деформирования образцов с помощью записывающего устройства.

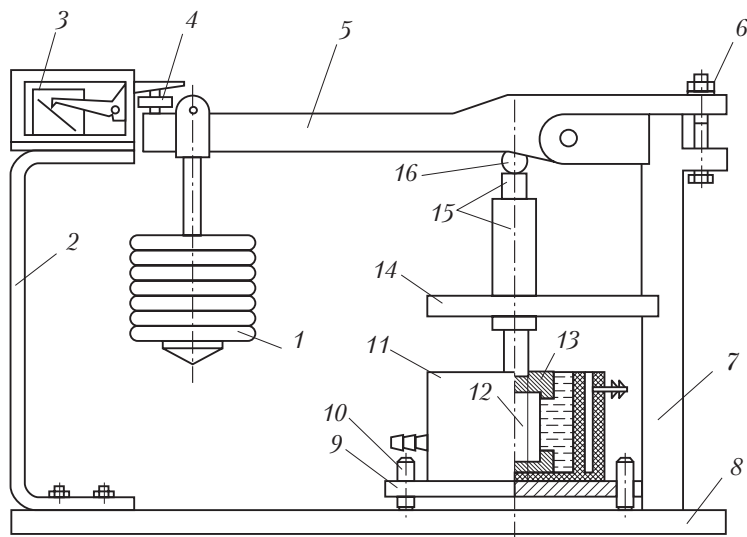


Рис. 11.3. Схема экспериментальной установки В.С. Войтенко для исследования влияния буровых растворов на деформируемость образцов горных пород в условиях одноосного сжатия при температуре до 100 °С: 1 – груз; 2 – стойка; 3 – записывающее устройство; 4 – регулировочный винт; 5 – рычаг; 6 – натяжной болт; 7 – стойка; 8 – основание; 9 – плита; 10 – шпилька; 11 – сосуд для жидкости с термостатирующей рубашкой; 12 – образец горной породы; 13 – вкладыш; 14 – кронштейн; 15 – плунжерная пара; 16 – шарик

Согласно методике, разработанной В.С. Войтенко, глубина залегания породы учитывается через интенсивность напряжений $i = \sigma_{\text{ф}}/\sigma_0$ ($\sigma_{\text{ф}}$ – фактическое напряжение испытания образцов, σ_0 – кратковременная прочность образцов). Для этого в соответствии с гипотезой прочности Губера определяют критическую глубину $h_{\text{кр}}$, на которой порода в стенке скважины перейдет в предельное состояние:

$$h_{\text{кр}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_0}{g(\rho_p - \rho_{\text{п}})}. \quad (11.32)$$

Для глубины $h < h_{\text{кр}}$ напряжение испытания вычисляют по формуле

$$\sigma_{\text{ф}} = \frac{1}{3} \sigma_0 \frac{h}{h_{\text{кр}}}. \quad (11.33)$$

Для случая, когда $h > h_{кр}$, принимают, что

$$\sigma_{\phi} = \frac{1}{\sqrt{3}} \sigma_0. \quad (11.34)$$

На основании опытных данных коэффициент устойчивости K , учитывающий разупрочняющее действие раствора, определяют по формуле

$$K = \frac{\epsilon_B}{\epsilon_P} \frac{t_P}{t_B}, \quad (11.35)$$

где ϵ_B , ϵ_P — абсолютные значения предельных деформаций образцов породы за время испытания соответственно в контрольной жидкости и буровом растворе; t_P — время испытания образца в буровом растворе; t_B — время от момента нагружения до разрушения образца в контрольной жидкости.

В качестве контрольной жидкости, или жидкости сравнения, в зависимости от цели испытаний можно использовать дистиллированную воду или раствор из бурящейся скважины.

Коэффициент устойчивости может изменяться в широком диапазоне: от единицы в контрольной жидкости до 5000 и более в растворах на углеводородной основе. Его значение может быть и меньше единицы, если разупрочняющее действие испытуемого раствора больше, чем контрольной жидкости. Буровой раствор с наибольшим значением коэффициента устойчивости обеспечит максимальную устойчивость горной породы в стенках скважины.

Если кернового материала достаточно, то испытания выполняют на естественных образцах, которые готовят с соблюдением принятых в горной механике требований.

При отсутствии необходимого количества представительного керна для проведения опытов готовят искусственные образцы. В этом случае для определения режима прессования образцов по керну, шламу и геофизическим данным определяют плотность и влажность пород из подлежащих изучению интервалов.

Отобранный материал (непредставительный керн или шлам) высушивают до воздушно-сухого состояния, измельчают, просеивают через сито с размерами ячейки не более 1 мм и увлажняют до естественной влажности. Из этого материала в специальной пресс-форме (лучше в разъемной) готовят образцы при определенном режиме прессования. Плотность искусственного материала долж-

на соответствовать плотности породы в условиях ее залегания. Например, для получения искусственных образцов нужного качества из глинистых пород и каменной соли достаточно поддерживать следующий режим прессования: давление — 250–300 МПа, скорость нагружения и снятия нагрузки — 1,2–1,4 МПа/с.

Согласно современным представлениям процессы физико-химического взаимодействия горных пород с буровыми растворами зависят от температуры и уровня напряжений, что подтверждается и результатами исследований.

Для изучения влияния температуры образцы бентонита деформировали в дистиллированной воде и 5%-ном растворе NaCl при изменении температуры от 22 до 85 °С в условиях одноосного сжатия и уровне напряжений, равном 0,3. Согласно полученным результатам (рис. 11.4) температура оказывает существенное влияние на разупрочнение образцов. В исследованном интервале изменений температуры время от их загрузки до разрушения сокращается от 13 до 2 ч в дистиллированной воде и от 3 до 0,4 ч — в растворе NaCl.

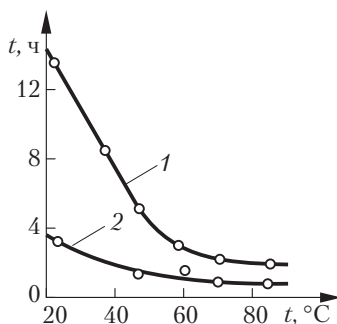


Рис. 11.4. Зависимость устойчивости образцов бентонита от температуры: 1 — дистиллированная вода; 2 — 0,5%-ный раствор NaCl

Особенно интенсивное разупрочнение образцов наблюдается при повышении температуры примерно до 70 °С. Вероятно, это связано с тем, что при этой температуре удаляются молекулы воды с базальных поверхностей минеральных частиц.

Для удаления же влаги углов и сколов надо повысить температуру до 250 °С, поэтому увеличение температуры от 70 до 85 °С практически не сказывается на прочности образцов.

Можно также предположить, что дальнейшее повышение температуры до какого-то критического значения, например до удаления влаги углов и сколов, может уменьшить устойчивость образцов не больше чем на 2 ч в первом случае и на 0,4 ч — во втором.

Следовательно, в большинстве опытов можно ограничиться моделированием температуры до 100 °С. Этот вывод имеет важное практическое значение, поскольку испытания при более высокой температуре необходимо проводить в камерах высокого давления.

11.1.6. Проверка сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением

В настоящее время наиболее распространена методика, согласно которой давление смятия $p_{см}$ для обсадных труб в пластичных породах определяют по формуле

$$p_{см} = p_{г} - p_{в}, \quad (11.36)$$

где $p_{г}$ — полное горное давление; $p_{в}$ — давление внутри колонны.

Г.А. Стрелец и Б.С. Филатов (1968) на основании анализа причин повреждений и устойчивости обсадных колонн в соленосных отложениях предложили рассчитывать $p_{см}$ по формуле

$$p_{см} = p_{г} - p_{в} - \tau, \quad (11.37)$$

учитывающей τ — предельное напряжение сдвига в породах, которое не релаксирует в течение времени, сопоставимого со сроком эксплуатации обсадной колонны.

При расчетах по формулам (11.36) и (11.37) принимается, что давление горной породы на обсадную трубу передается по закону Паскаля. Практика показывает, что применение этих методик расчета не исключает случаев повреждения обсадных колонн. Поэтому Ю.А. Еремеев, Е.Г. Леонов и Б.С. Филатов предложили методику, основанную на допущении негидростатического характера нагружения обсадных труб горным давлением.

Экспериментально они установили, что наиболее тяжелые условия работы обсадной трубы в этом случае возникают при угле обхвата ее породами $\varphi = 50^\circ$. Для расчета критического давления смятия $p_{мин}$ была предложена формула

$$p_{\min} = \frac{2k_T[2k_T\sigma_{\text{ст}} - (p_H - p_B)]c_p}{0,63 - 0,77k_T}, \quad (11.38)$$

где $k_T = \delta_T/d_c$ (δ_T — толщина стенки трубы; d_c — средний диаметр трубы); $\sigma_{\text{ст}}$ — предел текучести материала трубы; p_H — давление столба раствора за обсадной колонной, $p_H = \rho'_p gh$; p_B — давление жидкости в колонне, $p_B = \rho''_p gh$ (ρ'_p — плотность бурового раствора в скважине перед спуском колонны; ρ''_p — минимальная плотность жидкости в колонне), p_B рассчитывают с учетом возможного опорожнения колонны; c_p — коэффициент, учитывающий снижение сопротивляемости труб от действия растягивающих усилий ($c_p = \sqrt{1 - 3A} - \bar{A}$; $A = Q/2F \cdot 10^6 \sigma_{\text{ст}}$; Q — осевая растягивающая сила; F — площадь кольцевого сечения трубы), $c_p = 0,85 - 1,00$.

Предполагается, что обсадная труба не будет смята горным давлением при условии $p_{\min} > q_K$, где q_K — контактное давление пластичной породы, определяемое из выражения

$$q_K = \frac{3v\eta^*}{d_H} \quad (11.39)$$

или для приближенных расчетов

$$q_K = 3\tau_T = 3 \cdot 0,577\sigma_T, \quad (11.40)$$

где v — скорость сужения ствола скважины; η^* — эффективная вязкость породы; d_H — наружный диаметр обсадной трубы; σ_T — предел текучести породы при одноосном сжатии.

Эффективную вязкость η^* Ю.А. Еремеев, Е.Г. Леонов и Б.С. Филатов предлагают определять методом вдавливания в отобранный в пластичных породах керн стальных шариков при градиенте скорости, равном v/d_H , т. е. допускается, что $\eta^* = \eta_{\text{ш}}$.

Результаты исследований взаимодействия массивов горных пород с крепью вертикальных горных выработок, анализ промысловых данных о конфигурации открытых стволов скважин и характера нарушения обсадных колонн в них дают основание предположить, что схема негидростатического нагружения обсадных труб горным давлением является наиболее вероятной и общей для реальных условий. Исходя из представлений о гидростатическом характере нагружения обсадных колонн горными породами невозможно, например, объяснить случаи нарушений обсадных труб, рассчитанных на смятие геостатическим давлением.

При такой схеме нагружения сопротивляемость обсадных труб смятию должна возрастать, поскольку горные породы будут противодействовать увеличению размеров поперечного сечения трубы в направлении, перпендикулярном к направлению ее сжатия, т.е. условия работы трубы в этом случае будут лучше благодаря «эффекту поддержки». Факт повышения устойчивости обсадных труб вследствие «эффекта поддержки» горным массивом подтверждается теоретическими и лабораторным исследованиями.

Возможные причины негидростатического нагружения обсадных колонн горным давлением: эксцентричное расположение их в стволе, некачественное заполнение цементным камнем затрубного пространства, неправильная форма поперечного сечения ствола скважины и др. О неправильной форме поперечного сечения ствола в пластичных глинах Припятской впадины свидетельствуют, например, данные профилометрии (рис. 11.5).

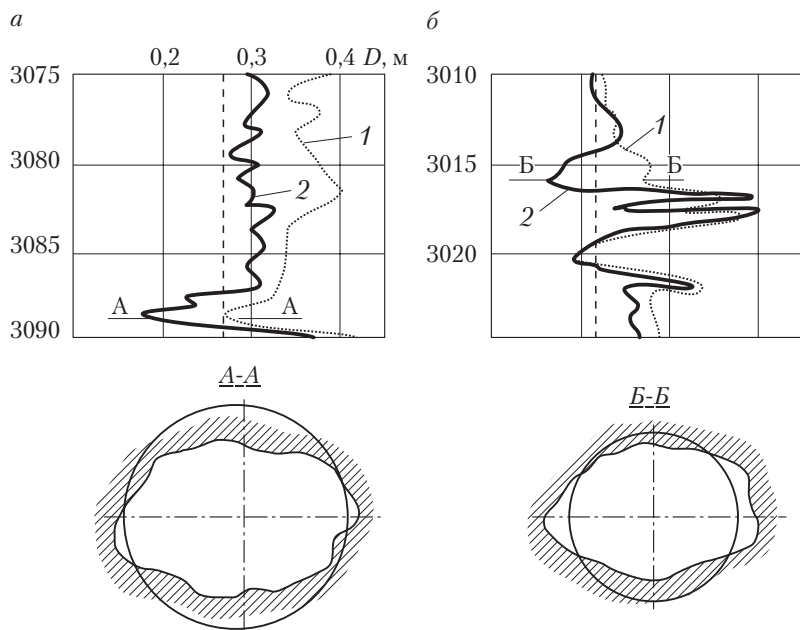


Рис. 11.5. Профили и поперечные сечения стволов скважин в пластичных глинах Припятской впадины:
а – скв. 1 Никулинская; *б* – скв. 5 Северо-Калиновская; 1 – поперечный профиль ствола по долоту; 2 – фактическое поперечное сечение

Однако пока нельзя отдать предпочтение методике расчета, учитывающей негидростатический характер нагружения обсадных труб, так как она, как и первые две методики (см. формулы (11.36) и (11.37)), базируется на априорных предположениях. Следовательно, пригодность той или иной методики для практических расчетов целесообразно оценивать путем сравнения данных о фактическом состоянии обсадных колонн в пластических породах с рассчитанными по разным методикам. При этом приемлемая для практики методика должна обеспечить сохранение целостности обсадной колонны в течение всего срока ее эксплуатации без необоснованного завышения запаса прочности обсадных труб.

Способы предупреждения и ликвидации 11.2. поглощений бурового раствора

Поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин.

Основные причины поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора объясняется превышением давления столба жидкости в скважине пластового давления (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и характером объекта поглощения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений промывочной жидкости, можно разделить на две группы:

□ геологические — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие сопутствующих осложнений (обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.);

□ технологические — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных и других операций, а также техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Исследования зон поглощений. Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности по-

глошения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими и геофизическими методами исследований, а также с помощью отбора керна или шлама.

В зависимости от степени изученности разбуриваемого месторождения (или его части) применяют оперативный или детальный комплекс исследований.

Оперативный комплекс исследований включает в себя определение границ поглощающего пласта (горизонта), его относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта (горизонта) в другой (гидродинамические исследования); измерение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта (горизонта) с помощью каверномера; замер пластового давления глубинным манометром.

Детальный комплекс исследований включают в себя оперативный комплекс и промыслово-геофизические методы — гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и акустический каротаж.

Способы предупреждения и ликвидации поглощений. Среди существующих способов предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные мероприятия:

- предупреждение осложнения путем снижения гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины;
- изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощений специальными цементными растворами и пастами;
- бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском обсадной колонны.

Мероприятия по снижению гидростатического и гидродинамического давления сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины.

Рекомендации по предупреждению поглощений:

- необходимо регулировать свойства бурового раствора, прежде всего его плотность, а также скорость спускоподъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки);

□ постоянно определять оптимальный зазор между бурильными трубами и стенками скважины, поскольку за счет этого уменьшается перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважин;

□ изменять конструкцию скважины во избежание воздействия утяжеленного раствора на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Различают три категории поглощений: малой интенсивности (до $10\text{--}15\text{ м}^3/\text{ч}$), средней интенсивности (до $40\text{--}60\text{ м}^3/\text{ч}$) и высокоинтенсивные (более $60\text{ м}^3/\text{ч}$).

Рассмотрим **способы ликвидации поглощений малой и средней интенсивности**. Одним из видов закупорки поглощающих каналов является способ закачки в пласт структурированного тиксотропного раствора, создающего с течением времени в проводящих каналах поглощающего пласта жесткую структурированную сетку. Наиболее распространенным способом ликвидации поглощений является *заливка поглощающего пласта специальными тампонажными смесями* (рис. 11.6).

Тампонажные смеси должны быть в достаточной мере структурированными и иметь необходимое время схватывания и затвердения. Этим требованиям удовлетворяют гельцементные пасты (ГЦП), специальные растворы и быстросхватывающиеся смеси (БСС).

Гельцементами называются цементные пасты, приготовленные на глинистом растворе. Параметры ГЦП зависят от соотношения цемента и глинистого раствора. Для его получения сухой тампонажный или глиноземистый цемент затворяют на заранее приготовленном растворе из бентонитовой глины.

Сроки схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов-ускорителей, в качестве которых наиболее широко применяют жидкое стекло, хлорид кальция и кальцинированную соду. *Быстросхватывающимися смесями* называются смеси цемента с материалами, резко сокращающими сроки схватывания раствора, закачиваемые в зоны поглощения. Применяются и нефцементные быстросхватывающиеся смеси, в состав которых входят цемент и дизельное топливо.

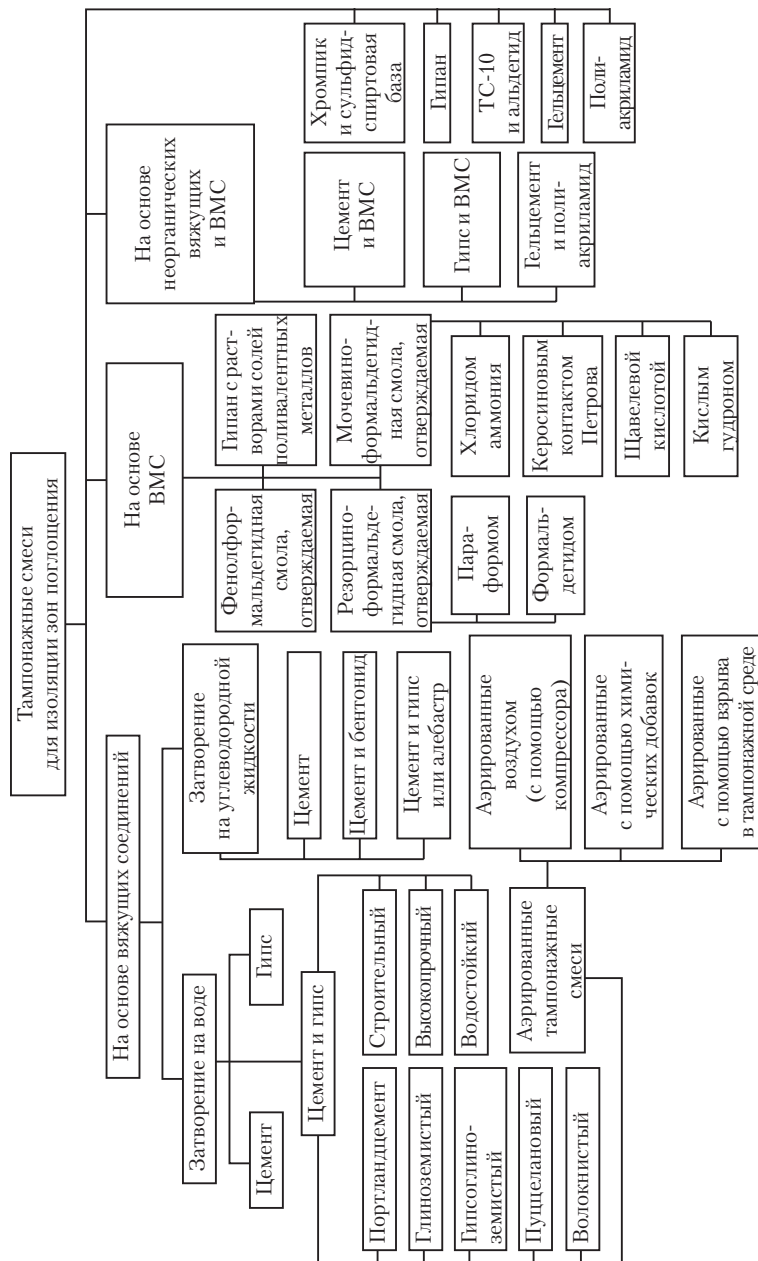


Рис. 11.6. Классификация тампонажных смесей для изоляции зон поглощения

В каждом отдельном случае рецептуру ГЦП или БСС разрабатывает лаборатория. Время от момента затвердения до начала схватывания БСС должно быть таким, чтобы можно было выполнить все операции от начала приготовления смеси до конца продавки ее в скважину. ГЦП и БСС можно закачивать в скважину через бурильные трубы. Конец бурильных труб следует устанавливать выше кровли поглощающего пласта (горизонта). Количество продавочной жидкости принимается равным внутреннему объему опущенных бурильных труб, соответствующему их длине, за вычетом положения статического уровня и еще 50 м. Во избежание прихвата бурильных труб во время заливки их надо все время расхаживать.

Для ликвидации поглощений промывочной жидкости широко применяют **пакеры** различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство в целях:

- предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;
- задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;
- определения места расположения пласта, поглощающего жидкость методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов (горизонтов) на различных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ожидание затвердения цемента (ОЗЦ). При этом предотвращается влияние поглощающих пластов (горизонтов) друг на друга.

Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений промывочной жидкости, подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбуриваемые), которые оставляют в скважине на время твердения цемента или его смеси, а затем разбуривают вместе с цементным мостом.

По принципу действия *пакеры многократного действия* делятся на гидравлично-механические, гидравлические и механические.

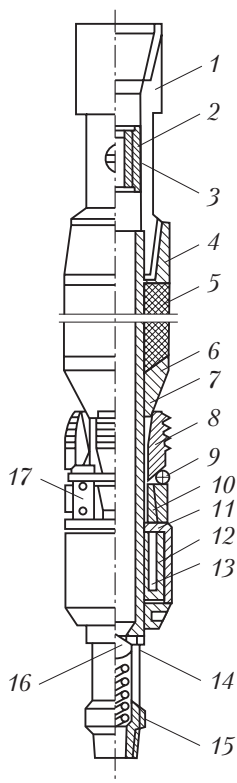


Рис. 11.7. Конструкция гидравлического механического пакера ГМП-2:

1 — переводник; 2 — поршень; 3 — винт; 4 — головка; 5 — резиновый элемент; 6 — конус; 7 — ствол; 8 — плашка; 9 — кольцо; 10 — пружина; 11 — плунжер; 12 — цилиндр; 13 — штифт; 14 — корпус клапана; 15 — переводник; 16 — шар; 17 — кулачок

Устройство и принцип действия пакеров гидравлично-механического действия рассмотрим на примере пакера ГМП-2 (рис. 11.7). Промывочные отверстия переводника 1 перед спуском пакера в скважину перекрываются поршнем 2, фиксируемым в нужном положении винтами. Вывод плашек в рабочее положение осуществляется давлением жидкости, а сжатие резинового элемента — массой колонны бурильных труб.

Четыре плашки 8 насажены на общем кольце 9, которое опирается на четыре кулачка 17. Каждый кулачок крепится к плунжеру 11 двумя винтами. Плашка удерживается в транспортном положении двумя пружинами 10. Нижняя часть плунжера вставлена в цилиндр 12 и закреплена штифтами 13, которые предотвращают движение плунжера вверх при спуске пакера в скважину. Снизу в ствол пакера ввинчивается обратный клапан, предотвращающий обратное движение цементного раствора (смеси) после закачки его в зону поглощения под давлением.

После спуска пакера в скважину до нужной глубины в бурильные трубы закачивают промывочную жидкость. Центральное отверстие клапана, создавая сопротивление движению жидкости, вызывает повышение давления в стволе пакера. Под действием давления штифты 13 срезаются, а плунжер с плашками движется

вверх. Конус 6 отжимает плашки к стенкам скважины и при посадке (подаче вниз) бурильных труб плашки окончательно заклинивают пакер, а резиновый элемент 5 сжимается, разобщая зону поглощения от затрубного пространства. Цементный раствор (смесь) закачивают в пласт, поглощающий жидкость, а пакер извлекают на поверхность. При подъеме пакера его конус освобождает плашки, которые пружиной 10 возвращаются в транспортное положение.

В случае *высокоинтенсивного поглощения* возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т.п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода промывочной жидкости разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с промывочной жидкостью. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора массы. Экономически применение бурения без выхода циркуляции целесообразно только при использовании воды в качестве промывочной жидкости.

Сильные поглощения (более $200 \text{ м}^3/\text{ч}$) ликвидируют, снижая их интенсивность, путем намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы, а также забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т.п.). Затем зону поглощения заливают цементным раствором. После затвердевания цемента скважину прорабатывают и продолжают углубление.

Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора, обусловленных наличием больших трещин и каверн, во ВНИИБТ разработаны специальные перекрывающие устройства.

Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновую, нейлоновую, капроновый эластик, металлическую специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Расширение сетчатой оболочки происходит вследствие закупорки ее ячеек наполнителем тампонажной смеси, которая при твердении связывает оболочку с породой.

Известны и другие способы ликвидации высокоинтенсивных поглощений: спуск «летучки» (кассеты), замораживание зоны по-

глошения, изоляция зон поглощения с помощью взрыва и др. Однако все они весьма трудоемки, не всегда дают положительный результат, поэтому применяются в буровой практике редко. Крайняя мера борьбы с поглощением промывочной жидкости — спуск промежуточной обсадной колонны.

Предупреждение и ликвидация газовых, нефтяных и водяных проявлений

11.3.1. Газо-, нефте- и водопроявления

В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, то газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины — возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а затем воды или нефти с образованием водяного или нефтяного фонтана.

Выбросы происходят не только в результате проникновения газа в скважину под пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под большим давлением, поэтому газ сильно сжат, а размеры пузырьков очень малы. При циркуляции буровой раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа. При этом чем выше поднимаются пузырьки газа, тем меньшим становится давление на них и тем больше их размеры. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Масса столба бурового раствора уже не может противостоять давлению газа и происходит выброс.

Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть уменьшают плотность раствора, что также может привести к выбросам. Выбросы возможны и в случае понижения уровня бурового раствора в скважине, которое происходит или вследствие потери циркуляции, или во время подъема труб при недоливе скважины.

Признаки начала газопроявлений:

- выход на поверхность при восстановлении циркуляции пакчек бурового раствора, насыщенного газом;
- кипение в скважине при ограниченном поступлении газа из пластов, что возможно в случае незначительных величин вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора;
- слабый перелив раствора из скважины;
- повышение уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов (без добавления жидкости в циркуляционную систему);
- появление газа по показаниям газокаротажной станции.

В этих случаях следует усилить промывку скважины, приостановить бурение или спускоподъемные операции до особого распоряжения и одновременно провести дегазацию раствора. Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине в зависимости от ее глубины должно быть на 5–15 % выше пластового. Избыточное давление на пласт создается применением утяжеленных глинистых растворов. При утяжелении глинистого раствора особое внимание обращают на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной. Однако нельзя ограничиваться только утяжелением глинистого раствора, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление раствора — операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье оснащено специальным противовыбросовым оборудованием.

Противовыбросовое оборудование (ОП) для герметизации устья скважин устанавливается на колонном фланце кондуктора и состоит из превенторов, переходных фланцевых катушек, задвижек, колонных головок и другой специальной арматуры.

В настоящее время изготавливаются превенторы нескольких типов. При использовании *плашечных превенторов* скважины перекрываются сдвигающимися к центру плашками, изготовленными из специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье скважины устанавливают два превентора, оснащенных

плашками. Их размеры соответствуют наружному диаметру труб, находящихся в скважине. Глухие плашки устанавливают в превенторе по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Закрывать плашки можно как вручную, используя штурвал, так и с помощью гидравлического или электрического приводов. Конструкция плашек такова, что за счет возникающего внутри скважины давления создается дополнительное усилие, способствующее еще большему их уплотнению.

В *универсальных превенторах* ствол скважины перекрывается специальным резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе (рис. 11.8). В открытом состоянии уплотнение обеспечивает прохождение долота. Универсальные превенторы можно закрывать на трубах различного размера и вида (бурильных, УБТ и т.д.).

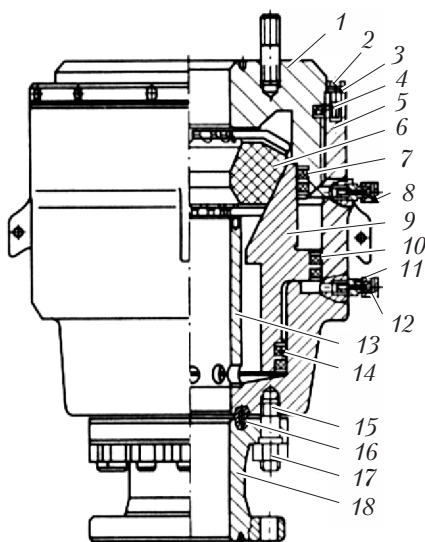


Рис. 11.8. Конструкция превентора универсального с гидравлическим управлением:

1 – крышка; 2 – болт стопорный; 3 – шайба; 4, 7, 10, 14 – уплотнения; 5 – корпус; 6 – уплотнитель; 8 – заглушка; 9 – плунжер; 11, 16 – прокладки; 12 – штуцер; 13 – втулка; 15 – шпилька; 17 – гайка; 18 – катушка

Вращающиеся автоматические превенторы предназначены для автоматической герметизации устья скважины в процессе бурения. Они позволяют вращать и расхаживать бурильную колонну при закрытом превенторе. Выпускаются на рабочее давление 7,5 и 20 МПа.

Типы и основные параметры противовыбросного оборудования определены ГОСТом.

Установлены следующие типовые схемы противовыбросного оборудования с гидравлическим управлением:

□ двухпревенторная, с двумя линиями манифольда и одной крестовиной;

□ трехпревенторная, с двумя линиями манифольда и одной крестовиной;

□ трехпревенторная, с двумя линиями манифольда и двумя крестовинами;

□ трехпревенторная, с тремя линиями манифольда и двумя крестовинами.

ОП должно обеспечивать герметизацию устья скважины с находящейся в ней колонной труб или при ее отсутствии, расхаживание, проворачивание и протаскивание бурильных труб с замковыми соединениями и обсадных труб с муфтовыми соединениями.

Подавляющее большинство газо-, нефте- и водопроявлений совпадают с подъемом колонны бурильных труб или с периодом первой промывки скважины после спуска бурильной колонны. Для их предупреждения в процессе бурения, кроме утяжеления глинистого раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнять следующие основные рекомендации:

□ не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН;

□ долив скважины при подъеме бурильной колонны должен быть непрерывным, для чего на нагнетательной линии необходимо иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора и использовать дозаторы;

□ цемент за кондуктором надо поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при ликвидации газо-, нефте- и водопроявлений.

При снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$) необходимо немедленно принимать меры по его восстановлению.

До начала бурения буровые установки на скважинах, где предполагается вскрытие зон с возможными газо- и нефтепроявлениями, а также продуктивных горизонтов на вновь разведываемых площадях и объектах; газовых и газоконденсатных месторождений;

месторождений с аномально высокими давлениями, должны быть обеспечены емкостями с запасным буровым раствором.

Следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами, так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины.

Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины буровым раствором с параметрами, соответствующими установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны.

Если при подъеме бурильных труб уровень бурового раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В данном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При *угрозе выброса* в процессе бурения или промывки скважины буровая бригада должна немедленно принять следующие меры:

□ не прекращая промывки, бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы и муфты верхней бурильной трубы из ротора и оставляет ее на весу, надежно закрепив тормоз лебедки, после чего он руководит работой остальных членов буровой вахты по закрытию верхнего плашечного превентора, а после закрытия превентора наблюдает за давлением на его выкиде; при повышении давления до максимальных пределов бурильщик переключает выходящий из скважины поток жидкости на отвод со штуцером большего размера;

□ после подъема колонны труб помощники бурильщика при помощи превенторов перекрывают устье скважины; после герметизации устья жидкость из скважины через выкидные линии противовыбросового оборудования направляют в циркуляционную систему (амбар);

□ после закрытия превентора постоянно замеряют плотность бурового раствора и наблюдают за изменением уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов, при необходимости производится утяжеление бурового раствора;

□ при промывке с противодавлением, в случае повышения уровня жидкости в приемной емкости буровых насосов, следует уменьшить диаметр штуцера для увеличения противодействия на вскрытые пласты, чтобы прекратить повышение уровня жидкости в приемной емкости. При этом давление в кольцевом пространстве не должно превышать допустимых величин;

□ при достижении на устье сверхдопустимых величин давления закачку жидкости прекращают, выкидные задвижки закрывают и наблюдают за изменением давления в скважине; в случае дальнейшего повышения давления его необходимо снижать, прикрывая задвижку и одновременно подкачивая раствор в бурильные трубы;

□ если для снижения давления необходимо полностью открыть задвижки для фонтанирования скважины через отводы превентора, поток газа следует направить по выкидным линиям в сторону от буровой и принять меры по предупреждению загорания газа или нефти;

□ дальнейшие работы по ликвидации фонтанирования проводят по специальному плану.

При полностью извлеченной из скважины колонне буровая вахта закрывает превентор с глухими плашками и устанавливает герметизирующее устройство для спуска труб под давлением. Одновременно ведется контроль за давлением на устье скважины. Газонефтепроявления при подъеме или спуске бурильной колонны ликвидируют по специальному плану.

Порядок проведения мероприятий по ликвидации незначительных проявлений:

□ бурильщик устанавливает бурильную колонну на ротор и вместе с помощником присоединяет ведущую трубу с обратным или шаровым клапаном, после чего колонну приподнимают и закрепляют тормозом лебедки;

□ верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

□ закончив присоединение ведущей трубы, буровая бригада герметизирует устье скважины.

Если газопроявления возникают внезапно, сопровождаясь выбросами, не позволяющими присоединить ведущую трубу:

□ верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

□ бурильщик спускает бурильную колонну так, чтобы элеватор доходил до ротора, и оставляет ее на весу;

□ буровая бригада герметизирует устье скважины с помощью превентора, после чего в верхнюю замковую муфту ввинчивают шаровой или обратный клапан (в открытом положении), применив приспособление для его открытия, затем закрывают клапан на выходе превентора;

□ буровая бригада присоединяет ведущую трубу к бурильной колонне;

□ запускают буровые насосы и направляют поток жидкости в колонну.

Одновременно бурильщик с помощниками приоткрывают задвижку на линии превентора в циркуляционную систему (через штуцер). Эту операцию проводят, постепенно повышая производительность насосов до максимума с таким расчетом, чтобы количество жидкости, выпускаемой из скважины, соответствовало ее подаче насосами. Контроль осуществляют по изменению уровня жидкости в приемных емкостях насосов, при этом давление под превентором не должно превышать допустимых величин (давления опрессовки колонн).

На случай возникновения газо-, нефте- и водопроявлений необходимо распределить обязанности между членами каждой вахты, которые должны быть указаны в аварийном расписании, вывешенном в культбудке. Буровой мастер обязан организовывать учебные тревоги с каждой вахтой по плану ликвидации возможных аварий, регистрируя их проведение в специальном журнале. Контрольные учебные тревоги с буровыми вахтами и анализ результатов этих тренировок должны проводить инженерно-технические работники буровой организации и представители военизированной службы по предупреждению, возникновению и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.

В исключительных случаях прибегают к бурению под давлением. При этом помимо герметизации устья скважины требуется дополнительное оборудование — механизм для проталкивания бурильных или обсадных труб, замкнутая схема циркуляции, состоящая из герметизированных желобов, приемной и запасной емкостей, а также штуцерная батарея. Противодействие на пласт при бурении под давлением создается столбом бурового раствора и сопротивлением в штуцере, устанавливаемом на конце выкидной линии, идущей от противовыбросового оборудования.

Иногда в силу целого ряда обстоятельств, несмотря на принимаемые меры, при открытом фонтанировании нефти или газа возникают пожары. В случае пожара устье скважины необходимо освободить от оборудования и принять меры для тушения пожара: с помощью водяных струй, создаваемых брандспойтами или струями отработанных газов реактивных двигателей, взрывами и т.п.

При невозможности заглушить фонтан перечисленными способами бурят наклонные скважины в зону притока газа, нефти или воды в ствол фонтанирующей скважины и под давлением через наклонные стволы закачивают утяжеленный глинистый раствор. В особо тяжелых случаях при ликвидации открытых фонтанов нефти или газа прибегают к ядерным взрывам.

11.3.2. Грифоны и межколонные проявления

Под **грифонами**, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать фонтанные нефте-, газо- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или контакту цемент — порода, за пределами устья скважины.

Межколонными проявлениями обычно называют фонтанные нефте-, газо- и водопроявления в кольцевом пространстве между эксплуатационной и технической колонной, а также между технической колонной и кондуктором. Грифоны и межколонные проявления часто взаимосвязаны и обуславливают друг друга.

Причины возникновения грифонов и межколонных проявлений: некачественная изоляция высоконапорных пластов, неправильно выбранная глубина спуска кондуктора и низкое качество его цементирования. Эти причины, а также негерметичность обсадных колонн могут привести к прорыву пластовой жидкости (газа) на поверхность и образованию грифонов у устья скважины.

Для *предотвращения грифонов и межколонных проявлений* необходимо:

□ спустить кондуктор с учетом перекрытия пластов, по которым может произойти прорыв пластовой жидкости (газа) на поверхность, и обеспечить его качественное цементирование с подъемом цементного раствора до устья;

□ обеспечить качественное крепление скважины промежуточными и эксплуатационными колоннами с обязательным подъемом цемента до башмака предыдущих колонн.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений приводит к тяжелым последствиям, а в ряде случаев даже к потере скважин. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. Вместе с тем при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин этих осложнений можно избежать.

Для ликвидации действующих грифонов, образовавшимися при проводке скважин, надо проводить форсированный отбор жидкости и газа из соседних скважин, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится). В случае, когда в результате действия грифона доступ к устью скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно направленные скважины.

11.4. Особенности проводки скважин в условиях сероводородной агрессии

Во многих нефтегазовых районах в составе нефти и газа содержится сероводород (H_2S). Скопления газов, нефтей и вод с высоким содержанием сероводорода часто приурочены к залежам с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), что в значительной мере усложняет процесс бурения.

Сероводород — сильный яд, поражающий нервную систему человека. Попадая в легкие, сероводород растворяется в крови и соединяется с гемоглобином. При концентрации сероводорода 1 мг/л и более возможна мгновенная смерть от паралича дыхательного центра. При отравлении быстро возникающие судороги и потеря сознания приводят к смертельному исходу из-за остановки дыхания.

Запах сероводорода начинает ощущаться уже при концентрации 0,0014–0,0024 мг/л, сильный запах — при концентрации 0,004 мг/л, а при концентрации 0,007–0,010 мг/л запах трудно переносится даже теми, кто привык к нему. При более высокой кон-

центрации сероводорода запах слабее, поэтому можно отравиться, не заметив опасного ее увеличения. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе — 0,01 мг/л, а в смеси с углеводородами — 0,003 мг/л.

Сероводород легко воспламеняется, а в смеси с воздухом взрывается; температура самовоспламенения 290 °С. Нижний и верхний пределы взрывоопасной концентрации сероводорода в воздухе составляют соответственно 4,0 и 45,5 % (по объему).

Относительная плотность сероводорода 1,17; он тяжелее воздуха. Сероводород способен скапливаться, что приводит к взрывоопасной концентрации. Вследствие этого при проявлениях сероводорода возможны взрывы и пожары, которые могут распространиться на огромной территории и стать причиной многочисленных жертв и больших убытков.

Таким образом, при бурении скважин, которые могут вскрыть пласты с H_2S , предъявляются очень жесткие требования к технике безопасности. Это обуславливает мероприятия по выбору и размещению оборудования, обучению и тренировке буровой бригады.

В условиях сероводородной агрессии имеет место ряд специфических осложнений: сильное коррозионное воздействие H_2S на стали, приводящее к их растрескиванию, в результате чего разрушаются бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование, цементный камень; резкое ухудшение свойств буровых растворов — загустевание, рост показателя фильтрации, интенсивное образование высокопроницаемой фильтрационной корки и др. Особенно сложно ликвидировать эти осложнения при бурении глубоких (более 4000 м) скважин на месторождениях нефти и газа с содержанием сероводорода 25–30 %, углекислого газа до 25 % при наличии зон АВПД. К таким месторождениям прежде всего следует отнести очень крупное Тенгизское нефтяное месторождение, расположенное в Прикаспийской впадине.

Согласно правилам техники безопасности в нефтедобывающей промышленности при вскрытии пластов, содержащих сероводород, должны быть организованы постоянные наблюдения за концентрацией сероводорода, выделяющегося из бурового раствора, для принятия мер по предупреждению отравления людей.

Наиболее простой *способ контроля за содержанием сероводорода* в воздухе или газе — использование индикаторной бумаги. Цвет индикаторной бумаги, выдержанной в исследуемой среде в течение 30 с, сравнивают с цветом эталонных образцов и определяют концентрацию сероводорода. При отсутствии эталонных образцов содержание сероводорода оценивают не количественно, а только качественно. Для количественного определения H_2S используют колориметрический метод, основанный на принципе прямого отсчета концентрации сероводорода по длине индикаторной трубки газоанализатора после прокачивания через нее образца исследуемого воздуха. В нефтяной промышленности используют газоанализаторы типов УГ-2 и ГХ-4.

В настоящее время разработана автоматизированная система сбора и обработки геологической, геофизической и технологической информации в процессе бурения (АССБ-1). Лабораторная станция предназначена для определения показателей физических свойств бурового шлама и раствора, а также содержания в них газа.

Одним из видов разрушения бурильного инструмента и бурового оборудования является ***коррозионное растрескивание***, которое значительно опаснее, чем общая коррозия. Коррозионное растрескивание происходит, как правило, внезапно при относительно неповрежденных стальных металлических частях оборудования. Вследствие этого очень сложно заранее предугадать возможность и место разрушения такого вида и принять соответствующие меры по его предотвращению.

Часто встречающимся видом коррозионного растрескивания нефтепромыслового оборудования является *сероводородное растрескивание*, происходящее под действием сероводорода в присутствии воды. Механизм разрушения в этом случае связан с проникновением в сталь водорода, образующегося при электрохимической сероводородной коррозии.

Практика бурения скважин в условиях сероводородной агрессии показала, что наиболее целесообразно использовать бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование из специальных сталей, стойких к воздействию H_2S и CO_2 .

Для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии используют стойкие к H_2S тампонажные материалы или хими-

чески ингибированные тампонажные цементы. При этом в тампонажную смесь включают компоненты, способные к взаимодействию с сероводородом. Продукты этого взаимодействия должны представлять собой нерастворимые соединения, способные препятствовать проникновению агрессивного агента в цементный камень.

Все работы по строительству скважин в условиях сероводородной агрессии должны проводиться с соблюдением всех правил по охране труда и техники безопасности, а также норм по охране окружающей среды.

Особенности при бурении скважин

11.5. в многолетнемерзлых породах

Мерзлыми породами называют породы, имеющие нулевую или отрицательную температуру, в которых хотя бы часть воды замерзла.

Суммарная льдистость мерзлой породы L_c — отношение содержащегося в объеме породы льда к объему мерзлой породы:

$$L_c = L_v + L_{лц},$$

где L_v — льдистость породы, избыточная за счет ледяных включений, %; $L_{лц}$ — льдистость породы за счет порового льда (льда-цемента), %.

По льдистости мерзлые породы делятся на мало- (содержание льда < 10 %) и слабольдистые (< 25 %), льдистые (25–40 %) и сильнольдистые (более 40 %).

Многолетнемерзлые (вечномерзлые) породы (ММП) — это породы, находящиеся в мерзлом состоянии в течение трех и более лет.

В верхней части геологического разреза северных районов (Коми, Западная Сибирь, Аляска, Канада и др.) залегают толща многолетнемерзлых пород, мощность которой достигает 500 м и более. В ее состав могут входить как хорошо связанные прочные породы (известняки, песчаники и т.п.), так и несвязанные породы (пески, галечники и т.п.), единственным цементирующим материалом для которых является лед.

При бурении в толще многолетнемерзлых пород возникают следующие осложнения:

- интенсивное кавернообразование ($K_k > 1,5$) в интервалах залегания ММП и низкотемпературных талых пород (НТП), осыпи и обвалы пород, приводящие к прихвату и слому бурильного инструмента, а также размыв, провалы фундамента под буровой установкой в результате протаивания мерзлых пород, прилегающих к поверхности;

- протаивание, размыв ММП и НТП за направлением, кондуктором, проникновение бурового раствора в затрубное пространство, в том числе соседних близкорасположенных скважин при бурении с поглощением бурового раствора при частичной и полной потере его циркуляции в стволе, грифонообразование;

- недопуск обсадных колонн до проектной глубины, неподъем цемента за направлением и кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие обсадных колонн и насосно-компрессорных труб в случае обратного промерзания при длительных простоях или консервации скважин;

- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;

- выбросы бурового раствора, воды, газа из-за наличия гидратов, зажатых между мерзлыми водами и пропластками.

Бурение скважины в ММП должно осуществляться с соблюдением специальной технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород, в результате применения которой предотвращаются все перечисленные выше осложнения; обеспечивается $K_k \leq 1,3$ в интервале криолитовой зоны и спуска кондуктора; качество цементирования 40 % длины колонны в интервале криолитовой зоны фиксируется как хорошее и удовлетворительное, причем ниже криолитовой зоны, над башмаком кондуктора, на высоту не менее чем 60 м как хорошее.

Конструкция скважин в зоне залегания ММП должна обеспечивать надежную сохранность ее устья, предотвращать промыв буровым раствором затрубного пространства за направлением и кондуктором, а также образование воронок, провалов пород в приустьевой зоне в процессе всего цикла строительства скважины, а также при ее испытании и дальнейшей эксплуатации.

Эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, возникающие при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и др.), предотвращающие смятие колонн и нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании.

Основной способ предотвращения осложнений при бурении в многолетнемерзлых породах — поддержание отрицательной температуры стенок скважины. Для этого применяют различные буровые среды: охлажденный воздух и буровые растворы, устойчивые пены. При использовании буровых растворов на водной основе приходится также решать проблему предупреждения замерзания раствора в случае длительного прекращения промывки.

После разбуривания всей толщи многолетнемерзлых пород ствол скважины закрепляют обсадной колонной, башмак которой устанавливают на 100–150 м ниже глубины промерзания. При цементировании следует подбирать цементы с низкой температурой гидратации, низкой теплопроводностью и высокой скоростью выделения тепла при гидратации. В газовых и газоконденсатных скважинах кольцевое пространство между кондуктором и стенками ствола рекомендуется герметизировать с помощью пакера, устанавливаемого в 10–20 м от башмака. Это позволяет предотвратить прорыв в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважин, что часто наблюдается при растеплении мерзлых пород.

Учитывая, что зона ММП, как правило, состоит из рыхлых и неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения под кондуктор, которая должна быть (для условий Западной Сибири) не более 1–2 сут. За это время при применении качественного глинистого раствора с температурой не выше 5 °С осложнений, как правило, не бывает, и спуск колонны происходит нормально. Если же продолжительность бурения по каким-либо причинам увеличивается до 4–5 сут. и более, то возникают обвалы и необходимы многократные проработки.

Технология строительства и конструкция скважин должны отвечать требованиям охраны окружающей среды в зонах залегания ММП в условиях Крайнего Севера.

12

АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

12.1. Причины и виды аварий

Авариями при бурении скважины называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) бурильного инструмента, спущенного в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов [3, 13].

Аварии являются следствием горно-геологических, технических, технологических и организационных затруднений, ошибок и упущений, которые накапливаются в течение определенного времени, а затем проявляются на различных стадиях буровых работ — при транспортировании и монтаже оборудования, бурении, исследовании и эксплуатации скважины, вскрытии и освоении продуктивных горизонтов и др.

К горно-геологическим причинам, осложняющим процесс бурения, можно отнести трещиноватость, сланцеватость, неустойчивость и анизотропию горных пород, углы их залегания, высокие значения температуры и пластового давления и т.п.

В процессе эксплуатации скважины аварийная ситуация может возникнуть в результате поступления из пласта мелких фракций породы, воды и нефти, имеющих высокую степень минерализации и парафинизации, или газа с высоким содержанием агрессивных компонентов (сера, сероводород и др.), заклинивающих и выводящих из строя внутрискважинное оборудование.

Технические причины сводятся к конструктивным недостаткам (заводским или возникшим при эксплуатации) инструмента, прежде всего бурильных, обсадных, колонковых и эксплуатационных труб, а также оборудования, приборов и приспособлений.

Технологические причины заключаются в нарушении технологических регламентов процессов (режимов) подготовки оборудо-

вания к работе, выбора, приготовления и использования буровых растворов (очистных агентов), тампонажных смесей (цементных растворов), буферных жидкостей, расчетов, контроля и использования технических средств бурения и т.п.

Организационные причины часто являются основными, так как при плохом планировании, организации и контроле чаще всего происходят сбои в управлении (принятии решений), которые приводят к концентрированию горно-геологических и технико-технологических осложнений. Результатом такой концентрации являются аварии.

Меры предотвращения основных видов

12.2. аварий

Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и забойных двигателей, поломка и отвинчивание бурильных труб, падение бурильного инструмента и других предметов (секачей, кувалд и т.п.) в скважину.

Любую аварию выгоднее предотвратить, чем ликвидировать. Для этого необходимо тщательно планировать и рассчитывать режимы всех технологических процессов (бурение, СПО, крепление, цементирование и др.) и строго выполнять существующие технологические регламенты.

Прихваты бурильного инструмента и обсадных колонн происходят, главным образом, по следующим причинам:

□ перепад давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственный контакт некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени;

□ резкое изменение гидравлического давления в скважине вследствие выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора;

□ нарушение целостности ствола скважины, вызванное обвалом, вытеканием пород или сужением ствола;

□ образование сальников на долоте в процессе бурения или при спуске и подъеме бурильного инструмента;

□ заклинивание бурильной и обсадной колонн в желобах, бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота;

□ оседание частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора;

□ неполная циркуляция бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны;

□ преждевременное схватывание цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов;

□ отключение электроэнергии или выход из строя подъемных двигателей буровой установки.

Для *предупреждения прихватов* необходимо:

□ применять высококачественные глинистые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин;

□ обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока глинистого раствора. Перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров глинистого раствора в соответствии с указанными в ГТН;

□ обеспечивать полную очистку глинистого раствора от обломков выбуренной породы;

□ регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

□ утяжелять глинистый раствор при вращении бурильной колонны;

□ следить в глубоких скважинах за температурой восходящего глинистого раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

□ при вынужденных остановках через каждые 3–5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

□ при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и периодически расхаживать бурильную колонну. При отсутствии дизель-генератора бурильный инструмент следует разгрузить на массу, примерно соответствующую той части колонны труб, которая находится в необсаженном интервале ство-

ла, и прекратить промывку, но периодически возобновляя ее при длительной остановке;

□ в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать бурильную колонну или поднимать ее.

Для *предотвращения прихвата бурильной колонны* при использовании утяжеленного глинистого раствора следует систематически вводить профилактические добавки: нефть (10–15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные вещества (например, сульфолон в виде 1–3%-го водного раствора), смазочные добавки типа СМАД-1 (до 3 %) и СГ (до 2 %).

Подбор рецептур в каждом конкретном случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов. При бурении разведочных скважин вводить в глинистый раствор нефть и другие добавки на нефтяной основе не рекомендуется, чтобы не исказить данные о продуктивности горизонтов (пластов).

Поломку долот вызывают спуск дефектного долота при отсутствии надлежащей проверки, чрезмерные нагрузки на долото и передержка его на забое. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения их вращения на забое скважины, т.е. при их прихвате на осях.

Основные признаки поломки долота во время бурения — прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны. Чаще всего происходит поломка подшипников шарошек колонковых и трехшарошечных долот. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении бурильная колонна начинает заклиниться. Поломку долота при проработке ствола скважины очень трудно обнаружить до подъема бурильной колонны. Поэтому необходимо очень тщательно проверять долота, применяемые для проработки, и ограничивать время их работы.

Чтобы предотвратить аварии, связанные с поломкой долот, необходимо:

□ перед спуском долота в скважину проверить его диаметр кольцевым шаблоном, замковую резьбу, сварочные швы лап и корпуса, промывочные отверстия — наружным осмотром, насадку шарошек на цапфах — вращением от руки;

□ бурить в соответствии с указаниями геолого-технического наряда. Особое внимание необходимо обращать на очистку бурового раствора;

□ поднятое из скважины долото отвинтить при помощи долотной доски, вставленной в ротор, промыть водой, а затем провести наружный осмотр и замер.

Рекомендуется периодически очищать забой скважины от металла магнитным фрезером или забойным шламоуловителем.

Поломки турбобура происходят вследствие разъедания буровым раствором, развинчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля с оставлением в скважине турбины. Признаком таких поломок является резкое падение давления на буровых насосах и прекращение проходки.

Для предотвращения аварий с турбобурами надо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала у каждого турбобура; такая проверка турбобура, поступившего с завода-изготовителя, производится на базе бурового предприятия, а турбобура, поступившего из ремонта, — на буровой установке. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура, поступившего из ремонта, необходимо проверить плавность его запуска при производительности насосов, соответствующей нормальному режиму его работы, осевой люфт вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные нужно заносить в журнал.

Аварии с бурильными трубами часто случаются при роторном бурении скважин. Одна из основных причин этих аварий — совокупность напряжений, возникающих в отдельных трубах, особенно при местных пороках: разностенность труб, наличие внутренних напряжений в трубах, особенно в их высаженной части (обычно это следствие нарушения технологического процесса изготовления труб) и дефекты резьбового соединения труб. К основным причинам возникновения аварий с бурильными трубами относится также недостаточная квалификация мастеров, бурильщиков и других работников буровых бригад. Наибольшее число аварий с бурильными трубами в турбинном бурении связано с разъеданием резьбы буровым раствором.

Основные меры предупреждения аварий с бурильными трубами:

□ организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;

□ технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и обмером, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии;

□ обязательная профилактическая проверка всех труб после окончания бурения скважины — наружный осмотр, проверка основных размеров и гидравлические испытания;

□ обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении;

□ использование предохранительных колпаков или колец, навинчиваемых на резьбу замков;

□ бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

Падение бурильной колонны в скважину — один из самых тяжелых видов аварий. Оно происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки, при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор.

Для предотвращения открытия элеватора при спуске бурильной колонны бурильщикам необходима информация о состоянии ствола скважины, наличии в скважине уступов, чтобы при приближении к ним замедлять спуск.

Падение мелких предметов (плашки и цепи механических ключей, звенья роторной цепи, болты, гайки и т.п.) на забой скважины происходит во время спускоподъемных операций из-за использования неисправного инструмента. Иногда после подъема бурильной колонны производятся работы над открытым устьем скважины, что приводит к падению на забой скважины долот, кувалд и других предметов, поэтому надо помнить, что над открытой скважиной категорически запрещается проводить какие-либо работы. После того как из скважины извлечен инструмент, ее устье следует немедленно закрыть специальной крышкой.

12.3. Ликвидация аварий

12.3.1. Методы ликвидации прихватов

В практике бурения применяется ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются путем *расхаживания* (многократное, чередующееся опускание и поднятие колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны. Величина усилия, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственную массу колонны и лимитируется прочностью труб и талевой системы. Поэтому перед расхаживанием должно быть тщательно проверено состояние вышки, талевой системы и лебедки, их прочность, а также состояние индикатора массы (веса). Если расхаживанием не удастся ликвидировать прихват, то дальнейшие работы будут зависеть от вида прихвата. Так, прихваты, возникшие под действием перепада давления, как правило, ликвидируют *жидкостными ваннами* (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными).

Практика применения нефтяных ванн в скважинах, которые бурили с промывкой забоя, и поэтому скважина заполнена водой, показала, что нефть очень быстро всплывает. В этих случаях, чтобы получить эффект от нефтяной ванны, необходимо перед и после закачки нефти прокачать по несколько кубометров глинистого раствора. Глинистый раствор замедляет всплывание нефти, и нефтяная ванна дает результат.

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных глинистых (известняках, доломитах) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяется кислотная ванна. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины и особенно, когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей.

Во время производства ванн некоторое количество нефти (кислоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы перио-

дически (через 1–2 ч) подкачивать жидкость (нефть, кислоту или воду) в затрубное пространство.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для его предупреждения нужно провести тщательную подготовку всего оборудования для обеспечения безопасности работ, особое внимание следует обратить на предотвращение возникновения очагов горения под полом буровой установки, в зоне ствола скважины и лебедки.

В тех случаях, когда нефтяная (кислотная или водяная) ванна не дала положительных результатов, прибегают к *сплошной промывке скважины* нефтью или водой.

Сплошная промывка водой возможна при бурении в устойчивых породах. При применении сплошной промывки нефтью следует избегать резкого перехода от глинистого раствора к нефти, так как для подъема тяжелого глинистого раствора в затрубном пространстве и движения легкой нефти внутри бурильных труб требуется высокое давление.

Эффективным средством ликвидации прихватов различных типов является *гидроимпульсный способ* (ГИС). Однако его не применяют, когда плотность бурового раствора меньше $1,35 \text{ г/см}^3$, бурильные трубы негерметичны, долото опирается о забой или отсутствует круговая циркуляция бурового раствора.

При осуществлении ГИС (рис. 12.1) в колонну бурильных труб через нагнетательную головку 1 при открытой задвижке 3 закачивают на глубину H воду или буровой раствор, плотность которого ρ_2 меньше плотности раствора в затрубном пространстве ρ_1 . За счет разности плотностей жидкости в трубах ρ_2 и в затрубном пространстве ρ_1 создается давление, растягивающее колонну труб. При достижении определенного давления в трубах диафрагма 2 разрывается, давление мгновенно падает, а в бурильной колонне возникает волна разгрузки, которая, дойдя до прихваченной части колонны, действует на нее как ударная нагрузка. Переток жидкости содействует освобождению прихвата. Задвижка 3 служит для перекрытия колонны труб, чтобы не допустить большого снижения уровня раствора в затрубном пространстве. Если 25–30 импульсов при заданном давлении (5–10 МПа на 1000 м колонны труб) не дали результатов, то ГИС совмещают с установкой ванны.

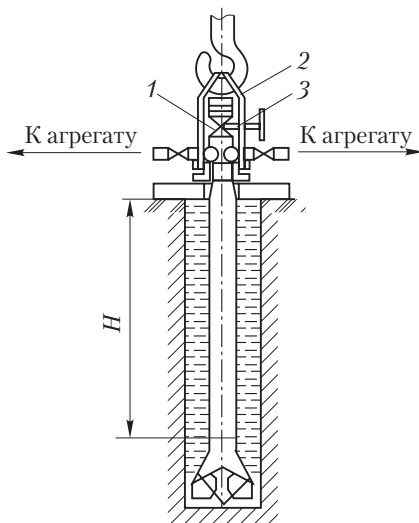


Рис. 12.1. Схема обвязки скважины при осуществлении ГИС

Прихваты, вызванные заклиниванием колонны труб, наиболее эффективно устраняют путем создания ударной волны, направленной вниз или вверх, с помощью ясов, вибраторов, забойных гидроударников, взрыва шнуровых торпед малой мощности.

При взрывах шнуровых торпед ударная волна, проходя через резьбовое соединение трубы, вызывает его резкое ослабление. Если перед взрывом к трубе был приложен обратный вращающий момент, а резьбовое соединение было разгружено от массы вышележащих труб, то при взрыве происходит открепление резьбового соединения, находящегося напротив торпеды, которое затем легко отвинчивают ротором. Этот метод позволяет в большинстве случаев освободить трубы, находящиеся выше места прихвата.

Иногда, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удастся, тогда ее развинчивают по частям с помощью бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровать сальник, образовавшийся вокруг труб.

Однако этот процесс очень длительный и малоэффективный. Поэтому, если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, ее обычно оставляют в скважине

и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин. Место прихвата определяют при помощи прихватоопределителя (рис. 12.2).

Прихватоопределитель состоит из электромагнита 2, помещенного в герметичный корпус 3 из немагнитного материала. Электромагнит изолирован от внешней среды головкой 1 и дном 4, которые одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке 1 размещены ввод и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускают прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб и производят первый контрольный замер в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливают контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на расстоянии 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15–20 см. При втором контрольном замере записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки, которые на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. Кроме того, на диаграмме наблюдаются меньшие аномалии, соответствующие также замкам и муфтам.

Затем прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время. При этом металл неприхваченных труб деформируется, в результате чего магнитные метки пропадают, но в зоне

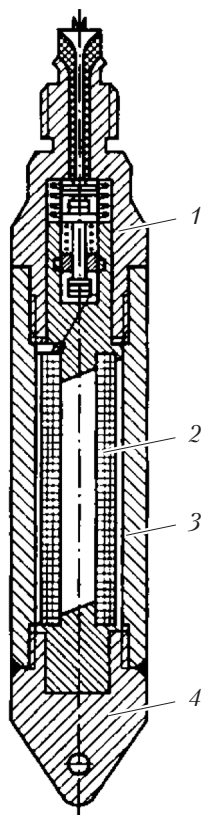


Рис. 12.2. Конструкция прихватоопределителя

прихвата магнитные метки остаются, так как этот участок не деформируется. После этого третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т.е. находят интервал прихвата.

12.3.2. Работа с ловильным инструментом

Под *ловильными работами* понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения.

Для проведения ловильных работ используют специальные ловильные инструменты самых различных типов и назначений. Рассмотрим основные из них.

Метчики предназначены для ловли оставшейся в скважине части колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, замке или муфте. Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые (на левых бурильных трубах) — по частям.

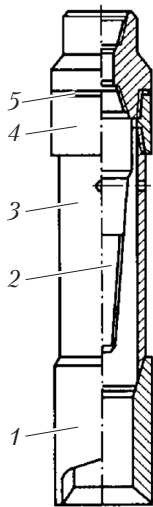


Рис. 12.3. Конструкция центрирующего направления с ловильным метчиком:

1 — направляющая головка; 2 — метчик; 3 — корпус направления; 4 — муфта обсадной трубы; 5 — прокладка

Метчик имеет форму усеченного конуса для врезания в детали замка бурильных труб при ловильных работах (рис. 12.3). На верхнем конце метчика нарезана резьба замка бурильных труб, а на нижнем — специальная ловильная резьба (правая или левая).

Колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, если слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением тех случаев, когда срыв резьбы произошел со стороны ниппеля замка (рис. 12.4). Колокол представляет собой стальной кованный патрубок, имеющий в верхнем муфтовом конце резьбу бурильного замка, а внизу на

внутреннем конусе — ловильную резьбу специального профиля для захвата бурильных труб при ловильных работах.

Если слом тела трубы неровный с наличием лент или вдоль трубы проходит трещина, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять «сквозной» (открытый) колокол с соответствующим патрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют колокол-калибр.

Правые колокола используют при ловле правыми бурильными трубами всей оставшейся колонны, а левые — при ловле левыми бурильными трубами для отвинчивания части оставленной колонны.

Ловитель (шлицс) с промывкой применяют для извлечения за замок, муфту или сломанный конец бурильных и обсадных труб при небольшой массе оставшейся в скважине части бурильной колонны, когда из-за проворачивания трубы с ней трудно соединиться с метчиком или колоколом (рис. 12.5).

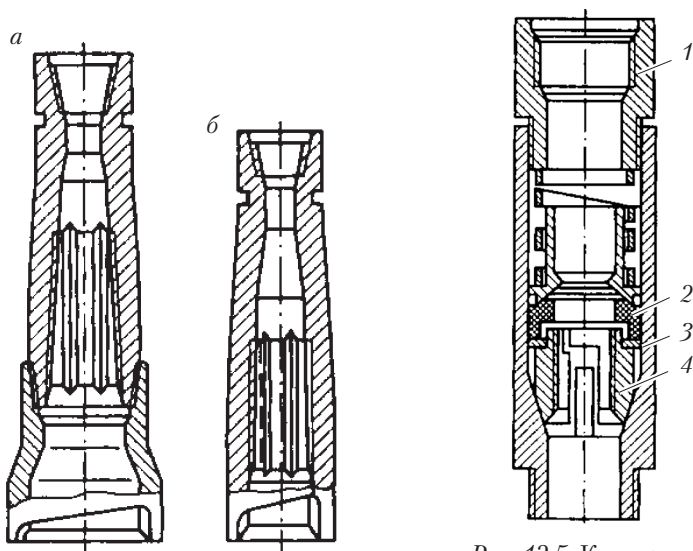


Рис. 12.4. Конструкция колокола с направляющей головкой (а) и с вырезом на нижнем конце (б)

Рис. 12.5. Конструкция ловителя с промывкой: 1 — переводник; 2 — резиновое уплотнение; 3 — корпус ловителя; 4 — плашки

В случае, когда конец сломавшейся в скважине бурильной трубы неровный, а на трубе имеются продольные трещины, применяют «сквозной» (открытый) шлипс с соответствующим патрубком или трубой для ловли за первую от сломанного конца муфту или целую часть трубы. Шлипс позволяет промывать скважину через захваченную бурильную колонну. Если не удастся поднять оставшуюся часть колонны, шлипс можно освободить.

Овершот служит для извлечения бурильной колонны с захватом под замок. Его используют в основном тогда, когда ловитель применить нельзя, а колоколом и метчиком не удастся соединиться, а также в тех случаях, когда длина оставшейся в скважине части колонны не превышает 400 м и колонна не прихвачена.

Овершот представляет собой патрубок из толстостенной, обычно башмачной трубы, внутри которого приклепаны четыре стальные пружины. Верхние концы пружин отогнуты внутрь по размеру бурильных труб, для ловли которых предназначен овершот.

Наружные труборезки применяют в тех случаях, когда освободить прихваченную бурильную колонну при помощи нефтяных, водяных и кислотных ванн или торпедированием не удастся, а оставшиеся в скважине трубы не искривлены (рис. 12.6).

Наружная труборезка состоит из стального корпуса 5 с тремя вертикальными окнами в его нижней части. В этих окнах на пальцах 11 крепятся резцы 10. Выше резцов в корпус труборезки вставлено кольцо 9. Своей нижней частью оно не дает резцам выйти через окно наружу, причем в этом положении кольцо удерживается четырьмя медными штифтами 1. На кольцо, как на упоре, крепится мощная спиральная пружина 8, а под ней еще два кольца 6 и 7. Выше расположены кольцо

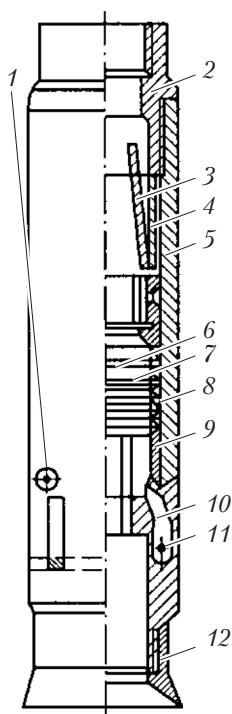


Рис. 12.6. Конструкция наружной труборезки для бурильных труб

овершота 3 с плашками и кольцо 4, которое не дает овершотному кольцу передвигаться вверх. В верхней части корпуса труборезки винчен переводник 2 под обсадные трубы, а в нижней — воронка с козырьком 12 для облегчения ввода в корпус обрезаемых бурильных труб.

Удочки («ерши») используют для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля. Удочки изготавливают наваркой крючков на стержень или метчик в шахматном порядке, а также из обсадных труб, на теле которых делают вырезы, загибающиеся внутрь. Запрещается спускать в скважину удочку без специального хомута, ограничивающего ее пропуск в зону нахождения оставленного каната или кабеля.

Отводные крюки (рис. 12.7) предназначены для центрирования оставшегося в скважине конца бурильных труб. Диаметр (внешний) зева крючка обычно на 52–50 мм меньше диаметра скважины. На внутренней поверхности зева крючка перед спуском в скважину делают насечки, по сработанности которых судят (после подъема) о том, как работал крючок, касался он колонны или нет. Применять отводные крюки разрешается только в тех случаях, когда они свободно доходят до «головы» слома.

Фрезы используют для частичного или полного удаления выступающих металлических частей или деталей. Работа фрезой (фрезерование) заключается в разрушении (превращении в стружку) металлического предмета. Конструкция фрезы зависит от ее назначения:

- фронтального воздействия: плоская, коническая и цилиндрическая (рис. 12.8, а–в);
- внешнего воздействия: в форме усеченного конуса, коническая, цилиндрическая и цилиндрическо-коническая (рис. 12.8, г–ж);
- внутреннего воздействия: цилиндрическо-коническая (рис. 12.8, з);
- комбинированного действия (рис. 12.8, и).

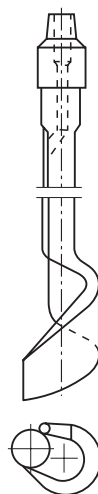


Рис. 12.7.
Отводной крюк

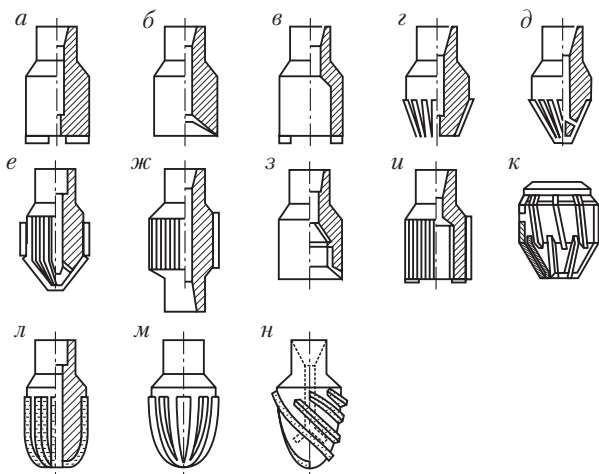


Рис. 12.8. Конструкции фрез:

а — плоская; *б, д* — конические; *в* — цилиндрическая; *г* — внешнего воздействия в форме усеченного конуса; *е, з* — цилиндрическо-конические; *ж* — цилиндрическая внешнего воздействия; *и* — комбинированного действия; *к, л, м, н* — другие конструкции

Применяются фрезы и других конструкций (рис. 12.8, *к–н*). Фрезерование очень трудоемкая операция и требует много времени, поэтому к этому способу ликвидации аварии следует прибегать в крайних случаях.

Магнитные фрезеры и ловители (рис. 12.9) используют для извлечения из забоя крупных металлических предметов. Магнитный фрезер применяют также для ловли всевозможных мелких металлических предметов, упавших в скважину. Диаметр магнитного фрезера должен быть на 20–60 мм меньше диаметра скважины. Магнитным фрезером работают без перегрузок на забой.

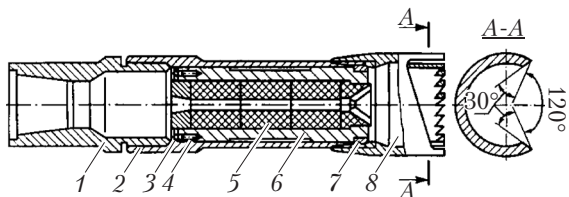


Рис. 12.9. Магнитный фрезер:

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — верхний полюс; 4 — шпилька; 5 — постоянные магниты; 6 — нижний полюс; 7 — втулка; 8 — фрезерная корона

12.3.3. Ликвидация аварий с бурильными трубами и долотами

Успешность ликвидации аварий с бурильными трубами в большой степени зависит от того, как скоро установлен слом труб. При обнаружении слома бурильных труб бурильщик должен поднять их с максимально возможной скоростью. На поверхности конец поднятой части сломанной бурильной колонны очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Затем подсчитывают количество свечей, оставшихся в скважине, определяют глубину, на которой находится верхний поломанный конец колонны труб, и намечают мероприятия по ликвидации аварии.

Работы по ликвидации аварии (любой) в скважине проводит буровой мастер под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного (старшего) инженера бурового предприятия (разведки, участка) в зависимости от сложности работ.

Перед спуском в скважину ловильного инструмента составляют эскиз его общей компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Для ловли бурильной колонны применяют ловитель (шлипс) с промывкой, метчик или колокол, которые позволяют после захвата оставшейся колонны бурильных труб производить расхаживание и промывку скважины. Длину спускаемого в скважину инструмента подбирают с таким расчетом, чтобы крепление ловильного инструмента можно было производить ротором с пропущенной через его стол ведущей бурильной трубой.

Для извлечения колонны ловителем сначала дают натяжку, затем включают буровой насос и восстанавливают циркуляцию, после чего приступают к подъему. Если колонна не поднимается, то ее расхаживают без вращения.

Метчик обычно спускают с направляющей трубой большего диаметра, оканчивающейся воронкой. Спущенный на бурильных трубах метчик накрывает оборванный конец трубы воронкой, а конусом входит внутрь трубы до тех пор, пока не упрется в ее кромку. Немного приподняв бурильную колонну, чтобы ослабить давление на оборвавшийся конец трубы, ее поворачивают сначала по часовой стрелке на 90° , затем обратно на 45° и опять на 90° по часовой стрелке. При постепенном опускании бурильной колонны вниз метчик врезается в трубы и закрепляется в них. (Запрещается окончательно закреплять ловильный инструмент на сломе до вос-

становления циркуляции бурового раствора через долото.) После этого пробуют поднять колонну. В случае прихвата ее расхаживают; при расхаживании необходимо помнить, что подъемные усилия, превышающие допустимые, могут привести к срыву ловильного инструмента, обрыву бурильных труб и талевого каната или к разрушению вышки. Если циркуляцию восстановить не удастся, метчик под натяжкой срывают.

Аналогично ведутся работы по соединению и извлечению оставшейся колоны при помощи колокола.

При сильном отклонении конца колонны от центра скважины ее подводят к центру с помощью отводного крючка и только после этого спускают метчик или колокол. Если после восстановления циркуляции не удастся освободить колонну расхаживанием, то прибегают к нефтяной ванне или принимают другие меры. В тех случаях, когда все попытки освободить инструмент оказываются безрезультатными, приступают к развинчиванию его по частям левым метчиком или колоколом на левых трубах. Иногда вместо отвинчивания по частям офрезерованную часть оставшегося инструмента вырезают с помощью наружной труборезки. При этом отрезанная часть трубы извлекается из скважины вместе с труборезкой.

Основной инструмент для извлечения оставшихся в скважине деталей долот — магнитный фрезер спускают в скважину на бурильных трубах. За 6–7 м до забоя начинают промывку, вращая ротор на малой скорости. Дойдя до забоя при небольшой осевой нагрузке, фрезер собирает оставшиеся детали в центр забоя, коронка магнитного фрезера забуривается в породу, нижний полюс сближается с оставшимися на забое деталями и удерживает их. После этого промывку прекращают и начинают подъем бурильной колонны. Ни в коем случае не следует продолжительное время работать по оставшимся металлическим деталям — это в большинстве случаев приводит к усложнению аварии.

12.3.4. Ликвидация аварий с турбобурами

Аварии, вызванные срывами резьбы турбобура, ликвидируют довольно быстро, используя калибр (в качестве калибра обычно применяют переводник турбобура), навинчиваемый на сорванную резьбу корпуса. Используют также специальные ловители, захва-

тывающие турбобур за контргайку пяты, или специальные метчики, которые пропускают внутрь верхнего отверстия вала.

Большие затруднения при турбинном бурении вызывает заклинивание долота. В данном случае отбивка долота вращением колонны бурильных труб при помощи ротора исключается, так как долото и колонна бурильных труб соединяются через подшипники турбобура, и вращение бурильных труб приводит к вращению только корпуса турбобура. Поэтому, прежде чем отбить долото вращением, надо расклинить вал турбобура в корпусе. Для этого необходимо забросить в трубы мелкие металлические предметы. Забрасывание надо производить одновременно с прокачкой бурового раствора, чтобы гарантировать попадание мелких металлических предметов в турбину турбобура. При прокачивании бурового раствора и медленном вращении бурильной колонны ротором металлические предметы, падая между верхними лопатками верхних ступеней турбины, разрушают эти лопатки, которые, в свою очередь, попадают в следующие ступени и вызывают заклинивание статоров и роторов. В случае заклинивания вала в корпусе турбобура долото отбивают так же, как и в роторном бурении, т.е. вращением колонны бурильных труб, потому что вращение бурильных труб будет обеспечивать и вращение долота.

Аварии при бурении одной и той же скважины могут возникнуть при замене турбобуров на турбобуры больших диаметров. Это объясняется тем, что в стенках скважины в местах перехода из одних пород в другие образуются уступы, которые ограничивают проходимость данного типоразмера турбобура при определенном диаметре долота.

12.3.5. Уход в сторону от оставшегося в скважине инструмента

В тех случаях, когда оставленную в скважине бурильную колонну не удастся поднять или для ее извлечения требуется слишком много времени, следует уходить в сторону, т.е. бурить новый (второй) ствол выше места, где находится конец оставшегося инструмента.

Если в стволе скважины нет сильно искривленного участка, откуда удобнее всего забуриваться, над оставшейся колонной ставят цементный мост и после его затвердения начинают забуривать ствол роторным или турбинным способом.

Работы по ликвидации аварий в скважинах иногда длятся долго и не дают положительных результатов. В этих случаях целесообразно торпедировать колонну, оставшуюся в скважине, а затем бурить второй ствол до проектной глубины.

Торпедирование заключается в том, что в скважину на определенную глубину спускают заряд взрывчатого вещества, который, взрываясь, разрушает оставшуюся в скважине колонну.

Для успешного дробления больших металлических кусков или заглупления их в раздробленном состоянии в стенки скважины снаряд с взрывчатым веществом (торпеду) устанавливают в непосредственной близости от разрушаемого объекта. Для этого тщательно прорабатывают долотом место, где должен быть установлен снаряд, опускают сначала шаблон, а затем и сам снаряд с взрывчатым веществом.

Для взрыва внутри прихваченных бурильных труб следует применять торпеду, диаметр которой на 10 мм меньше диаметра проходного отверстия бурильных труб. Торпеду нужно взрывать против муфты или замка, иначе от взрыва в трубе может получиться только продольная трещина, что бесполезно, поскольку не позволит поднять верхнюю часть бурильной колонны.

12.3.6. Аварии с обсадными трубами

Наиболее распространенный вид аварий с обсадными трубами — отвинчивание башмака колонны и протирание обсадных труб.

Башмак колонны отвинчивается, если нижняя ее часть не закреплена, например когда цемент закачан выше башмака или не схватился у башмака. При бурении, особенно роторным способом, незацементированный башмак от трения муфт бурильных труб отвинчивается.

Для определения расположения отвинченного башмака в скважину обычно опускают печать, выполненную из куска обсадной трубы. Нижняя часть печати воронкообразная. В нее вставлена деревянная пробка, в которую забиты гвозди; гвозди оплетены проволокой и залиты гудроном или свинцом. Печать опускают до отвинченного башмака. По отпечатку судят о том, как расположен башмак в скважине.

Отвинчивание башмака ликвидируют с помощью пикообразных долот, которыми стремятся поставить башмак вертикально, чтобы долото полного размера свободно проходило через него.

Лучшим средством против возникновения таких аварий является упрочнение нижних труб кондуктора и технических колонн сваркой. При длительной работе муфты и замки бурильных труб иногда протирают обсадные трубы. Чтобы избежать этого, используют предохранительные кольца.

Обсадные трубы протираются значительно интенсивнее в искривленной скважине. Когда напротив протертого места обсадной колонны имеется цементный стакан, то в процессе бурения не возникает никаких осложнений. Если цементного стакана нет, тогда при бурении обсадные трубы могут рваться лентами, что затрудняет проход долота. Если за трубами будут неустойчивые породы, протирание может осложниться смятием. Во всех этих случаях единственная мера ликвидации аварии — спуск и цементирование промежуточной обсадной колонны меньшего диаметра.

12.3.7. Организация работ при аварии

Ловильные работы и ликвидация прихватов — весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям. Поэтому при аварии бурильщик обязан немедленно известить об этом бурового мастера, а в случае его отсутствия — руководителя участка или разведки, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварии, но не позднее чем через пять дней с момента возникновения, составляется план мероприятий по ликвидации аварии, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварии (прихвата) необходимо выполнять быстро и организованно; чем дольше находится инструмент в скважине, тем труднее его извлечь.

При ликвидации аварий в скважинах допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвующим в ликвидации аварии, необходимо строго руководствоваться правилами ведения буровых работ при выполнении таких операций.

13.1. Общие положения

Разведка и разработка морских месторождений полезных ископаемых коренным образом отличается от аналогичных работ на суше. Сложность проведения этих работ в море обусловливается специфическими условиями окружающей среды, трудностями инженерно-геологических изысканий, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, а также необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море и т.п.

С увеличением глубин резко возрастает стоимость разработки месторождений в море. Так, стоимость разработки на глубине 30 м в 3 раза выше, чем на суше, на глубине 60 м — в 6 раз, на глубине 300 м — в 12 раз.

В СССР освоение морских месторождений началось с засыпки Бибиэбатской бухты и бурения с засыпанной территории. С 1940-х гг. стали использовать металлические сваи и основания при глубине моря от 4 до 10 м. Позднее вместо устаревшего и малоэффективного бурения со свайных оснований были введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине более 100 м и начали широко использоваться плавучие буровые установки и специальные буровые суда различного водоизмещения.

В 1965 г. рекордная глубина, на которой велось бурение, составляла 193 м, в 1979 г. — уже 1487 м, а в последующие 10 лет — 2086 м и более.

В 1970–1980 гг. в Северном море установлены железобетонные платформы гравитационного типа, удерживаемые на дне моря за счет большой собственной массы. Почти все морские месторождения, эксплуатируемые в настоящее время, разрабатываются со стационарных платформ.

Комплекс технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений включает большое число уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений, геологоразведочного, бурового и промыслового оборудования, системы связи, навигации и охраны окружающей среды.

13.2. Подводное устьевое оборудование

В практике бурения скважин на море широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Комплекс устьевого оборудования позволяет смещаться плавсредствам от центра скважины, а установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс ПУО предназначен:

- для направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении;

- наземного закрытия скважины в целях предупреждения возможных выбросов при аварийных ситуациях или отсоединении буровой установки в случае сильных волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважины на различных глубинах моря — от 50 до 1800 м и более.

Недостаток ПУО — размещение на дне моря, что создает сложности при управлении, эксплуатации и ремонте.

Рассмотрим в качестве примера схему расположения двухблочного подводного комплекса устьевого оборудования (рис. 13.1) на полупогружной плавучей буровой установке (ППБУ).

На палубе ППБУ постоянно смонтированы:

- натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом состоянии и компенсирующие перемещения ППБУ относительно стояка, соединенного нижним концом с противовыбросовым оборудованием;

- лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ПУО;

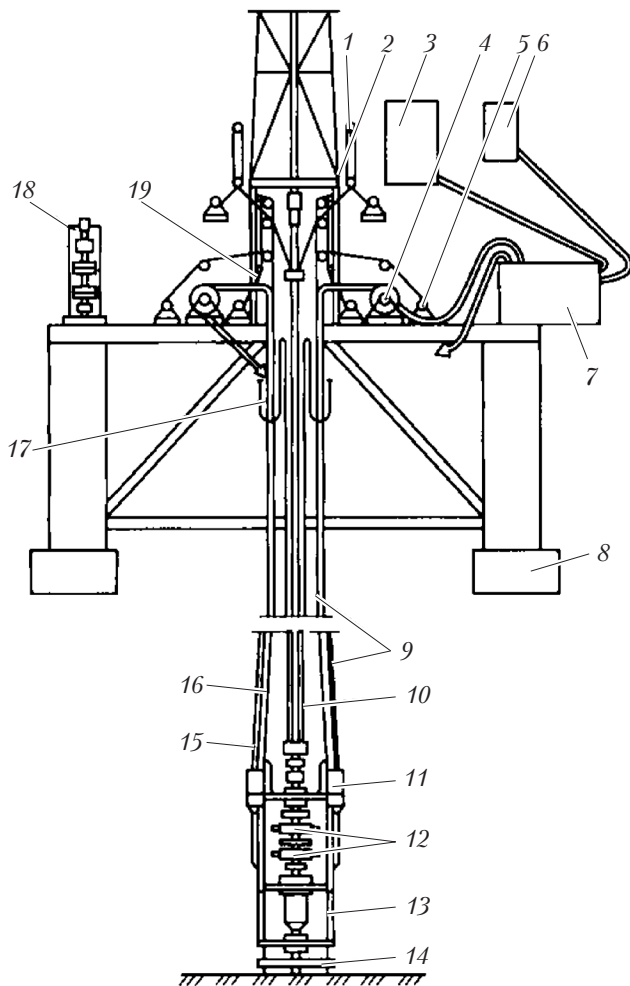


Рис. 13.1. Схема расположения двухблочного подводного комплекса устьевого оборудования на ППБУ:

1 – натяжные устройства; 2 – направляющие ролики; 3 – главная панель бурильщика; 4, 5 – лебедки; 6 – мини-панель; 7 – гидравлическая силовая установка; 8 – опорный башмак; 9, 15 – многоканальные шланги; 10 – водоотделяющая колонна; 11 – коллекторы; 12 – плашечные превенторы; 13 – опорно-направляющее основание; 14 – опорная плита; 16 – направляющие канаты; 17 – манифольд; 18 – блок противовыбросового оборудования; 19 – натяжные устройства

- лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления;
- главная электрическая панель бурильщика 3 для управления ПУО и мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7 с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;
- манифольд регулирования дросселирования и глушения скважины 17;
- блок противовыбросового оборудования 18;
- компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны, подвешенный на вышке;
- натяжные устройства 19, поддерживающие направляющие канаты постоянно натянутыми и компенсирующие перемещение платформы относительно подводного устьевого оборудования.

Особенности бурения морских нефтяных

13.3. и газовых скважин

При бурении в море имеется ряд отличий, связанных с конструкцией скважин в верхней (подводной) части, забуриванием ствола, оборудованием противовыбросовыми устройствами устья и др.

Технология бурения морских скважин в основном не отличается от технологии бурения скважин на суше. Вместе с тем бурение скважин с буровых установок, находящихся на плаву (самоподъемных плавучих буровых установок, буровых судов, полупогружных плавучих установок), имеет некоторые особенности.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации вертикальных перемещений бурильной колонны между талевым блоком и крюком устанавливаются компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством — водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемой между подводным противовыбросовым оборудованием и палубной установкой.

Буровая вышка испытывает дополнительные динамические нагрузки, возникающие во время качки, как при бурении, так и при транспортировании ее на новую точку.

Циркуляционная система промывки скважины, очистки и приготовления бурового раствора выполняется закрытой и замкнутой, так как применение открытой желобной системы из-за качки затруднено.

Для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций при бурении морских нефтяных и газовых скважин, как правило, применяют комплекс механизмов. Особенности работы механизмов автоматизированного спуска-подъема (АСП) бурильных труб на буровых установках, находящихся на плаву, связаны прежде всего с качкой плавучего бурового средства, поэтому и необходимы дополнительные механизмы: компенсаторы вертикальных перемещений, нижнего захвата, нижнего магазина и др.

Выполнение спускоподъемных операций с применением механизмов АСП при волнении моря является сложным технологическим процессом. Совмещение операций свинчивания и развинчивания свечей со спуском и подъемом бурильной колонны требует от буровой вахты четкости и слаженности в работе.

В процессе строительства и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений применяют плавучие средства различного назначения, позволяющие проводить следующие работы:

- перевозку опорных блоков и модулей верхнего строения морских стационарных платформ и установку их на месте эксплуатации;
- установку подводных трубопроводов;
- снабжение стационарных платформ и специальных плавучих средств необходимыми материалами и инструментами на всех этапах освоения месторождения;
- очистку акватория моря от загрязнения;
- ликвидацию аварий и пожаров, которые могут возникнуть на объектах морского месторождения.

Средства обслуживания работ в море:

- плавучие краны и крановые суда с набором соответствующего сваебойного оборудования и оборудования для проведения погрузочно-разгрузочных работ;
- суда снабжения обычного типа, в том числе с ледовым подкреплением; морские буксиры, транспортные и трубоукладочные баржи;
- суда по борьбе с пожарами и очистке акваторий от загрязнения;
- пассажирские суда по доставке обслуживающего персонала, эвакуации персонала в случае аварий;
- вертолеты для обслуживания объектов в море.

14

ОСОБЕННОСТИ КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ

14.1. Производство буровых работ

Колонны гибких труб при бурении применяют:

- для бурения новых неглубоких (до 2000 м) скважин с диаметром ствола до 215,9 мм;
- забуривания второго или нескольких стволов, которые могут быть вертикальными. Однако наибольший эффект достигается при бурении наклонно направленных и горизонтальных отводов от основного ствола. Колонна гибких труб обеспечивает набор кривизны до $10^\circ/10$ м. Проходимость с помощью КГТ горизонтальных участков в 1993–1995-х гг. превышала 300 м при диаметре колонны 50,8 мм, а к настоящему времени она увеличена до 500–600 м при диаметрах КГТ 60,3 и 73 мм и в перспективе будет доведена до 1000 м и более;
- повторного вскрытия пластов при углублении скважины;
- бурения части ствола скважины с обеспечением режима депрессии на забое.

Все указанные операции можно выполнять без глушения скважины, через ствол которой ведутся работы даже в режиме депрессии на забое. Достигается это при минимальном ухудшении коллекторских свойств продуктивного пласта. Причем вскрытие пласта и бурение в нем скважины совместимы с процессом добычи. Это позволяет исключить проведение операций по вызову притока и освоению скважины, что повышает эффективность работ не только в инженерном, но и в экономическом плане.

При бурении пластов с высокой проницаемостью и низким пластовым давлением уменьшается количество случаев поглощения промывочной жидкости, потерь циркуляции и проявления других особенностей, поскольку процесс бурения с использованием КГТ ведется при минимально возможном давлении.

Промышленное применение гибких труб в бурении началось в 1990-х гг. Если в 1991 г. в США было пробурено всего 3 скважины, то к 1994-му — уже 150, а в настоящее время их общее число возросло до нескольких тысяч.

Буровое оборудование, использующее КГТ, достаточно компактно, а буровая вышка в большинстве случаев отсутствует. По существу, агрегаты, входящие в комплекс оборудования для бурения, представляют собой значительно увеличенные агрегаты, применяемые для подземного ремонта. Кроме того, в комплекс входят передвижные установки, обеспечивающие подготовку и очистку бурового раствора. В качестве промывочной можно использовать жидкость на углеводородной основе или отфильтрованную и отсепарированную нефть, что снижает расходы на приготовление и очистку бурового раствора, а также позволяет решить проблемы, связанные с утилизацией отработанного раствора. Площадь, достаточная для размещения комплекса, — всего 800 м² вместо 1500 м², необходимых для малогабаритных буровых установок традиционной конструкции. Помимо этого при применении КГТ экономится время за счет ускорения процесса спуска и подъема колонны для смены долота.

Аварийные ситуации при наращивании труб во время проходки скважины не возникают, поскольку эти операции отсутствуют. Снижению опасности проведения всех буровых работ способствует непрерывный контроль за процессом бурения как на поверхности, так и непосредственно на забое с помощью специального оборудования. Как и при проведении подземного ремонта скважин, применение КГТ сокращает случаи травматизма и обеспечивает выполнение всех требований по охране окружающей среды.

Для специализированных буровых работ используют гибкие трубы с наружным диаметром не менее 60,3 мм, хотя широко применяют и трубы с наружными диаметрами 38,1, 44,5 и 50,8 мм. Оптимальными являются диаметры труб 89 и 114 мм.

Вращение породоразрушающего инструмента обеспечивается забойным двигателем, который установлен на гибкой трубе и имеет ряд особенностей, обусловленных малой жесткостью КГТ при работе на кручение, изгиб и сжатие. Кроме того, при использовании колонны гибких труб невозможно применение утяжеленных

бурильных труб. Это накладывает ограничения и на выбор оборудования, и на режимы бурения по следующим причинам:

- малая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- незначительный крутящий момент, который должен развивать двигатель;
- высокие обороты двигателя, потому что в противном случае мощность, подводимая к породоразрушающему инструменту, будет низкой.

Все вышеуказанное позволяет увидеть недостатки использования КГТ в бурении: более низкая скорость проводки, необходимость уменьшения диаметров скважин, незначительные сроки службы долот и забойных двигателей малого диаметра. Однако эти недостатки можно либо полностью, либо в достаточной степени устранить при проведении дополнительных работ.

Важно иметь в виду, что экономический эффект от использования КГТ в бурении весьма высок. Например, стоимость бурения одной горизонтальной скважины на Аляске при бурении обычными установками составляет 2200 тыс. дол., а при использовании в аналогичных условиях установки с КГТ — только 500 тыс. дол.

Перечисленные ограничения обуславливают и выбор режимов работы, например использование забойного двигателя большой мощности может привести к скручиванию колонны гибких труб, при этом ее угловые деформации могут достигать 6–7 полных оборотов нижнего сечения относительно верхнего на каждые 1000 м длины. При уменьшении нагрузки на долото, например, при подъеме труб бывают случаи самопроизвольного раскручивания колонны в противоположную сторону, что вызывает самоотворот резьбового соединения забойного двигателя.

В зависимости от диаметра КГТ и класса буровой установки комплект забойного оборудования может содержать соединительную муфту, стабилизатор, забойный двигатель и породоразрушающий инструмент. Такой комплект используют при применении труб диаметром 33–55 мм. При использовании труб диаметром 60,3 мм и больше в компоновку входят соединительная муфта, обеспечивающая переход от КГТ к забойной установке, направляющий инструмент (в виде одной трубы с увеличенной толщиной стенки), предохранительный разъединитель, немагнитный переводник, измерительный прибор с источником γ -излучения, немагнитная УБТ,

буровой забойный двигатель объемного типа с регулируемым отклонителем и долото.

При работе с КГТ обязательным элементом внутрискважинной компоновки является стабилизатор. Он воспринимает часть радиальных усилий, возникающих в процессе работы, позволяет уменьшать амплитуду колебаний и в итоге снижает величины циклических напряжений, действующих на участке гибкой трубы, расположенной непосредственно над двигателем.

Для предотвращения аварийного усталостного разрушения трубы периодически следует отрезать ее участок в нижней части, потому что здесь материал устает в наибольшей степени.

Выбор долота при бурении с использованием гибких труб обусловлен режимом работы забойного двигателя — малая осевая нагрузка и большая частота вращения. В этом случае шарошечные долота малоэффективны и поэтому не применяются, тем более что при таком режиме работы срок их службы чрезвычайно мал.

Для разбуривания цемента и породы лучше всего подходят долота истирающего типа, армированные алмазами или вставками из карбида вольфрама.

При выполнении буровых работ и удалении пробок применяют забойные двигатели двух типов — объемного (табл. 14.1) и динамического действия. К первым относятся винтовые и аксиально-поршневые двигатели, ко вторым — турбобуры. Наиболее целесообразно использование забойных двигателей объемного действия, а из них предпочтительнее винтовые, поскольку у них более приемлемые характеристики для условий работы с КГТ. Кроме того, для привода винтовых двигателей необходим меньший расход технологической жидкости, что особенно важно для обеспечения прочности колонны.

Таблица 14.1

Технические характеристики забойных двигателей объемного действия

Показатель	Марка двигателя				
	Д-42	Д-48	Д1-51	Д-60	Д-85
Диаметр наружный, мм	42	48	54	60	85
Диаметр долота, мм	59	59–76	59–79	76,0–98,4	98,4–120,6
Расход рабочей жидкости, л/с	0,3–0,5	1,2–2,6	1–2,5	1–2	4,8
Перепад давления на двигателе, МПа	2–4	4–5	4,5–5,5	4,5–5,5	5,5

Принципиальная схема расчета параметров колонны гибких труб при бурении

14.2.

Основными параметрами насосной установки агрегата являются развиваемое давление при прокачивании технологической жидкости p_{\max} и ее подача Q_{\max} .

Алгоритм расчета этих параметров следующий.

1. Определяют необходимую подачу технологической жидкости, величина которой соответствует марке используемого забойного двигателя.

2. Выбирают технологическую жидкость, которую будут использовать при работе.

При разрушении пробки в стволе скважины в качестве технологической жидкости можно использовать воду с необходимыми добавками. При бурении горизонтального участка скважины, особенно в зоне продуктивного пласта, желателно применять технологическую жидкость на углеводородной основе, обычно используют очищенную нефть.

3. Определяют схему внутрискважинного оборудования, в соответствии с которой выполняют расчет гидродинамических потерь при прокачивании технологической жидкости по каналам в скважине. Основные составляющие гидродинамических потерь следующие:

□ Δp_T — потери при прокачивании технологической жидкости по КГТ, так как независимо от глубины бурения колонны характеризуются постоянной длиной, то для каждого режима эта величина имеет определенное значение;

□ $\Delta p_{вр}$ — потери восходящего потока технологической жидкости в вертикальном участке скважины — кольцевом пространстве между колонной гибких труб и эксплуатационной колонной;

□ $\Delta p_{ик}$ — потери восходящего потока технологической жидкости в наклонном участке скважины — кольцевом пространстве между стенками пробуренного участка скважины и колонной;

□ $\Delta p_{дв}$ — потери из-за перепада давления на забойном двигателе;

□ $\Delta p_{дл}$ — потери из-за перепада давления на породоразрушающем инструменте;

□ $\Delta p_{мф}$ — потери в манифольде насосного агрегата (линии приема отработанной технологической жидкости, всасывающие и нагнетательные трубопроводы насосов).

Обычно эти потери составляют весьма малую долю в общем балансе и в практических расчетах ими можно пренебречь.

4. Определяют давление, необходимое для ведения данного технологического процесса:

$$p = \sum_{i=1}^n \Delta p_i,$$

где p_i — гидродинамические потери и перепады давления, имеющие место в данном конкретном технологическом процессе.

Например, при проведении буровых работ потери будут складываться из всех составляющих, перечисленных выше. При разрушении пробки в эксплуатационной колонне $\Delta p_{\text{ик}} = 0$.

Расчет гидродинамических потерь для каждого участка проводят по одной схеме.

Величины перепадов давлений на забойном двигателе выбирают согласно характеристикам долот и двигателей.

5. Выполняют проверочный расчет прочности КГТ для верхнего опасного сечения. При этом необходимо учесть напряжения от собственного веса труб, спущенных в скважину; напряжения, вызванные действием расчетного давления технологической жидкости; касательные напряжения, обусловленные реактивным моментом, возникающим при работе забойного двигателя.

Нормальные напряжения от собственного веса труб (без учета действия силы Архимеда, что идет в запас прочности колонны):

$$\sigma_{\text{в}} = \rho_{\text{тр}} L_{\text{тр}},$$

где $\rho_{\text{тр}}$ — плотность материала гибких труб; $L_{\text{тр}}$ — длина гибкой трубы, спущенной в скважину.

Напряжения, обусловленные давлением технологической жидкости:

тангенциальные

$$\sigma_t = p_{\text{ж}} R / \delta_{\text{тр}},$$

меридиональные

$$\sigma_{\text{т}} = p_{\text{ж}} R / 2\delta_{\text{тр}},$$

где $p_{\text{ж}}$ — давление технологической жидкости; R — радиус средней поверхности трубы, $R = (d_{\text{тр.н}} + d_{\text{тр.в}}) / 2$; $\delta_{\text{тр}} = (d_{\text{тр.н}} - d_{\text{тр.в}}) / 2$ — толщина стенки трубы.

Касательные напряжения, обусловленные реактивным моментом:

$$\tau = M_{\text{кр}} / W_{\rho},$$

где $M_{кр}$ — крутящий момент; $W\rho$ — полярный момент сопротивления поперечного сечения трубы, $W\rho = 2\pi\delta_{тр}R$.

Главные напряжения:

$$\sigma_1 = 0,5\{\sigma_\alpha + \sigma_\beta + [(\sigma_\alpha + \sigma_\beta)^2 + 4\tau^2]^{1/2}\};$$

$$\sigma_2 = 0,5\{\sigma_\alpha + \sigma_\beta - [(\sigma_\alpha + \sigma_\beta)^2 + 4\tau^2]^{1/2}\};$$

$$\sigma_3 = -p_{ж},$$

где $\sigma_\alpha = \sigma_m + \sigma_B$; $\sigma_\beta = \sigma_t$.

6. Проверяют КГТ на соответствие условию прочности по третьей или четвертой теориям прочности. Для этого определяют эквивалентное напряжение в опасном сечении:

$$\sigma_{\text{экв3}} = \sigma_1 - \sigma_3; \quad (14.1)$$

$$\sigma_{\text{экв4}} = 0,5^{1/2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]^{1/2}. \quad (14.2)$$

Если при расчетах по четвертой теории прочности пренебречь величиной $p_{ж}$ и считать напряженное состояние плоским, то формула (14.2) приобретает более простой вид:

$$\sigma_{\text{экв4}} = (\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1\sigma_2)^{1/2}.$$

Эквивалентные напряжения, рассчитанные по формуле (14.1), обычно имеют большее значение. Для получения более надежных результатов лучше проводить вычисления по обеим теориям.

Условие прочности будет выполняться в том случае, когда выполняется неравенство

$$\sigma_{\text{экв4}} \leq \sigma_T/n,$$

где n — коэффициент запаса прочности.

Наибольшую сложность при проведении расчетов на прочность для гибкой трубы представляет определение реального значения предела текучести и коэффициента ее запаса. Учитывая то, что в процессе наматывания и разматывания трубы на барабане напряжения достигают предела текучести, коэффициент запаса прочности можно принимать близким к единице — 1,05–1,1.

Более сложно определить предел текучести, величина которого в процессе эксплуатации трубы изменяется вследствие старения материала и его деструкции (охрупчивания). Для работы с новой трубой могут быть приняты паспортные значения, взятые из сертификата на материал трубы.

В том случае, если материал трубы не удовлетворяет условию прочности, следует уменьшить рабочее давление до приемлемого уровня. Практически при проведении бурения можно варьировать только эту величину. Снизить давление можно либо за счет уменьшения подачи технологической жидкости, либо заменой забойного двигателя двигателем другой модели с меньшим расходом жидкости и, следовательно, меньшими гидродинамическими потерями, либо за счет использования КГТ большего диаметра. Последний вариант может привести к возникновению организационных проблем, поскольку требует переналадки агрегата, т.е. установки барабана с большим диаметром гибких труб и смены рабочего диаметра труб инжектора.

Для нового варианта диаметров труб, давлений и подач технологической жидкости должны быть повторно проведены все расчеты.

В процессе бурения часть колонны гибких труб находится под действием осевой сжимающей нагрузки, которая определяется силами трения, действующими в направлении, противоположном перемещению колонны, т.е. снизу вверх, а также реактивным усилием, вызванным взаимодействием долота с материалом разрушаемой пробки или породы. Поэтому, как и при бурении скважины с использованием традиционной технологии, нижняя часть колонны находится в сжатом состоянии. Отличие заключается в том, что сечение с нулевой осевой нагрузкой при использовании гибких труб расположено выше, поскольку в данном случае не используют утяжеленные бурильные трубы.

Отсутствие УТБ сказывается и на том, что довольно большая часть колонны гибких труб теряет устойчивость под действием сжимающей нагрузки и принимает спиралевидную форму. При этом увеличиваются силы трения трубы о стенки скважины или внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны и соответственно возрастают усилия, необходимые для перемещения трубы по направлению к забою, т.е. процесс идет лавинообразно.

Для уменьшения эффекта потери устойчивости КГТ разрабатывают новые устройства и на их базе новые технологии ведения работ. Например, для перемещения колонны в горизонтальном участке скважины используют эффект ее «закачки». В ряде случаев в начале горизонтального участка устанавливают втулку с заплечиками, на которые опираются специальные внутрискважинные движители.

15.1. Общие представления

Успех строительства подземных сооружений полностью определяется применением специальных способов проходки. В начале 1930-х гг. строительство Московского метрополитена потребовало решения ряда инженерных задач для преодоления трудностей проходки подземных выработок в условиях большого города и в связи с необходимостью предотвращения разрушения зданий в результате проседания массива пород. В это время были разработаны способы предварительного тампонирувания трещиноватых горных пород глиноцементными растворами, изучена теплофизика замораживания обводненных массивов, предложена методика расчета и установлены режимы процесса замораживания. Применительно к освоению новых месторождений различных полезных ископаемых (Курская магнитная аномалия (КМА), Львовско-Волынский угольный бассейн, рудники Кольского полуострова и др.) были разработаны теоретические основы и созданы средства для бурения шахтных стволов большого диаметра.

В 1959–1960 гг. на заводе «Уралмаш» изготовили буровую установку УЗТМ-62, спроектированную Уральским заводом тяжелого машиностроения (УЗТМ), для бурения стволов шахт диаметром 6,2 м и глубиной до 400 м, с помощью которой были пройдены четыре ствола на Львовско-Волынском угольном месторождении. Новый способ бурения позволял в некоторых случаях исключить применение замораживания и кессонного способа как наиболее трудоемких и опасных для здоровья горняков. Аналогичные работы по бурению шахтных стволов проводились на месторождениях КМА, Кустанайской области Казахстана.

¹ По материалам работы [11].

В 1958–1964 гг. были проведены исследования по созданию средств осушения железорудных и угольных месторождений, которые привели к созданию ряда конструкторских разработок. С помощью новых установок пройдены горные выработки на шахтах Подмосковского и Приднепровского угольных бассейнов.

Большое распространение получил способ замораживания слабых и неустойчивых пород при строительстве тоннелей метрополитенов в Москве, Санкт-Петербурге, Минске, а также на ряде шахт и рудников при проходке горных выработок в водоносных зонах.

Г.И. Маньковский, Н.Г. Трупак, В.С. Лукьянов, И.Д. Насонов и другие советские ученые изучали влияние фильтрации подземных вод на замораживание пород. Ими были уточнены прочностные и теплофизические свойства пород, осуществлены опытно-промышленные работы по проверке результатов исследований. Разработки по замораживанию пород при подземном строительстве являются приоритетным достижением советской горной науки. Следует особо отметить, что в 1935 г. Г.И. Маньковский опубликовал первое в СССР учебное пособие по проходке вертикальных шахтных стволов, в котором проанализировал геологические условия и опыт строительства подземных сооружений.

В последующие годы усовершенствовались методы закрепления грунтов, контроля надежности выполняемых мероприятий, а также появились новые способы проходки выработок, например возведение подземных и наземных сооружений с помощью «стены в грунте». Этот способ широко применяется в метростроении, городском подземном строительстве, освоении подземного пространства для сооружения различных объектов стратегического и гражданского назначения.

Техника проходки стволов шахт в **неустойчивых водоносных горных породах** развивалась в четырех основных направлениях.

Суть первого направления заключается в том, что до начала горнопроходческих работ в водоносных горных породах ствол шахты отделяют от окружающих его пород временным или постоянным ограждением. Другими словами, выемке водоносных горных пород предшествует крепление ствола шахты. Старейшим из применяемых сотни лет способом ограждения является способ деревянной, а с 1901 г. — металлической забивной крепи, или ограждения ствола шахты металлическими шпунтами.

Еще один способ предварительного ограждения ствола шахты — опускная крепь. В 1777 г. этот способ усовершенствовал французский ученый С.А. Кулон. Он впервые в практике сооружения выработок применил сжатый воздух. С помощью сжатого воздуха вода из пор и трещин пород вытесняется в разные стороны от ствола шахты, благодаря чему водоносные породы осушаются. Отжимание воды производится одновременно с выемкой пород из отвода шахты и опусканием крепи. Способ опускной крепи с использованием сжатого воздуха для отжима воды Кулон назвал *кессонным* (от фр. caisson — букв. ящик), потому что он имел в виду деревянную опускную крепь прямоугольной формы.

В дальнейшем сжатый воздух часто применяли и без одновременного опускания крепи, когда по мере выемки породы стенки ствола шахты закрепляли железобетоном или чугунными тубингами.

В Сибири еще в XVIII в. для проходки стволов шахт в неустойчивых водоносных горных породах применяли естественный холод (второе направление).

В 1883 г. шведский инженер Ф. Пэтч успешно прошел ствол шахты «Арчибальд», применив *искусственное замораживание* водоносных горных пород. С помощью холодоносителя (хладагента), вводимого в водоносные породы через специальные скважины, пробуренные вокруг предполагаемого ствола шахты, образуется водонепроницаемое ледогрунтовое ограждение. Оно служит временной защитной оболочкой, предохраняющей ствол от проникновения в него воды или неустойчивых водоносных горных пород во время проходки и крепления ствола шахты. После возведения постоянной крепи нет надобности в ледогрунтовой стене, и поэтому она подвергается естественному или искусственному оттаиванию.

В 1920–1922 гг. немецкий инженер Г. Иостен предложил и впервые в горнопроходческой практике применил способ *химического закрепления*, или *силикатизации*, водоносных пород. При этом вокруг выработки до начала проходки создают водонепроницаемую стену из закрепленной химическим способом породы; вокруг выработки бурят скважины или забивают инъекторы, через которые нагнетают в водоносные породы химические реагенты — чаще всего растворы жидкого стекла и хлорида кальция. В породе реагенты вступают в химическую реакцию, в результате которой закрепляемая порода «каменеет» и становится водонепроницаемой.

В 1894 г. немецкий инженер И. Хонигманн применил способ бурения шахтных стволов полным диаметром на большую глубину (третье направление). В 1940 г. в СССР был разработан и применен роторный способ бурения стволов шахт в неустойчивых водоносных горных породах.

И наконец, четвертое направление развития техники проходки стволов шахт в неустойчивых водоносных породах возникло в 1924 г., когда применили способ искусственного понижения уровня подземных вод. Этот способ состоит в том, что вокруг будущего ствола бурят скважины, которые затем оборудуют фильтрами. Из скважин насосами откачивают воду, в результате чего горные породы в пределах предполагаемого ствола шахты осушаются и его проходят в осушенной породе.

Техника проходки стволов **в крепких водоносных горных породах** развивалась в иных направлениях.

Для проходки стволов шахт в таких породах в 1849 г. применили *ударный способ бурения*. Стволы шахт диаметром около 4 м бурили без откачки воды до горизонта, расположенного несколько ниже водоносных горных пород. В пробуренный ствол опускали крепь — обычно металлические кольца, скрепленные между собой болтами. Этот способ применялся в течение длительного времени, но сейчас он вытеснен другими, более совершенными способами.

В США в 1934 г. впервые осуществлено бурение скважин большого диаметра в крепких породах с применением вращательного, дробового, а в 1938 г. в СССР — вращательно-роторного способов бурения.

Другое направление в технике проходки шахтных стволов в крепких водоносных породах возникло в 1882 г., когда для ограждения зоны проходимого ствола шахты от подземной воды применили тампонаж трещин. При этом в трещины горных пород нагнетали цементный раствор, который, затвердевая, препятствовал проникновению воды в ствол шахты. Этот способ называли *цементацией трещиноватых пород*.

Опыт цементации карстовых горных пород показал, что расход цемента для заполнения пустот может быть весьма значительным. Так, например, при цементации 1 м ствола одной из шахт Кизеловского угольного бассейна расход цемента составил 100 т. В СССР для сокращения расхода цемента при тампонаже карстовых пород был предложен и применен новый способ — *глинизация карстовых*

пустот. От способа цементации он отличается тем, что в трещины и карсты пород нагнетают глинистый раствор.

В 1947 г. при проходке карстовых водоносных известняков на уральских бокситовых рудниках впервые в шахтном строительстве был применен способ заполнения пустот битумом, т.е. *битумизация горных пород*. При этом пустоты и трещины в горной породе через скважины, пробуренные в пределах или вокруг ствола шахты, заполняют расплавленным битумом. Битум, затвердевая в трещинах, препятствует проникновению воды в ствол шахты.

Все способы заполнения пустот и трещин в породах — цементация, глинизация и битумизация — объединены общим названием ***тампонирование горных пород***.

Тампонирование горных пород, как правило, применяют до начала проходки ствола шахты в водоносном участке, реже после проходки и крепления ствола шахты (для укрепления разрушенной или уплотнения водопроницаемой крепи на участке водоносных горных пород).

Проведение выработок в трещиноватых горных породах с ***суфлярями***, т.е. внезапными, выделениями метана также представляют собой трудную задачу. На основании опыта проходки глубоких стволов в Донецком угольном бассейне установлено, что выделение метана из пересекаемых пород снижает скорость проходки до 10 м/мес и увеличивает ее стоимость.

При суфлярных выделениях метана специальные способы проведения горных выработок, в частности цементация трещин, могут создать благоприятные условия для проведения выработок.

15.2. Бурение шахтных стволов

15.2.1. Бурение шахтных стволов в неустойчивых водоносных горных породах

В настоящее время шахтные стволы в неустойчивых водоносных горных породах бурят вращательным способом. Вращательный способ бурения применяют в водоносных песках, суглинках, глиномергелях, меле и других горных породах с коэффициентом крепости $f \leq 5$.

Переслаивание мягких горных пород пластами крепких пород, например известняков и песчаников, затрудняет бурение шахтных стволов и значительно снижает его скорость. С экономической точки зрения бурение стволов в переслаивающихся горных породах целесообразно лишь в том случае, когда мощность крепких пород не превышает 10 % от общей мощности пересекаемых стволом неустойчивых горных пород.

Серьезными препятствиями при применении вращательного способа бурения стволов являются включения валунов в несвязных горных породах, гравийно-галечниковые отложения, грубозернистые пески, а также карстовые горные породы, в которых возможна потеря циркуляции глинистого раствора. Для бурения пластов из валунов и галечниковых отложений приходится применять специальный буровой инструмент.

Хрупкие, склонные к обрушению горные породы бурят с временной металлической крепью, опускаемой в ствол на канатах с помощью лебедки. Поэтому в таких горных породах конечный диаметр бурения шахтного ствола должен быть на 0,2–0,4 м больше диаметра ствола шахты в проходке.

Буровые установки типа УЗТМ предназначены для бурения шахтных стволов в неустойчивых и средней крепости ($f = 4$) водоносных горных породах глубиной до 400 м.

Конечный диаметр шахтного ствола на 0,7 м больше наружного диаметра крепи, чтобы ширина кольцевого пространства между крепью и стенками горной породы была не меньше 0,35 м.

Буровая установка УЗТМ-6,2 имеет ряд недостатков: большая масса и высокая стоимость; применение установки ограничивается породами неустойчивыми и малой крепости (в крепких горных породах применение нецелесообразно из-за большого расхода дорогостоящих шарошек при разрушении породы по всей площади ствола); с экономической точки зрения установку целесообразно использовать только при бурении шахтных стволов глубиной не менее 300 м (бурение шахтных стволов меньшей глубины невыгодно из-за чрезмерно высокой стоимости проходки).

Основные процессы бурения шахтных стволов вращательным способом следующие:

- монтаж бурового оборудования;

- устройство форшахты;
- бурение ствола ступенями, т.е. в несколько фаз, до полного диаметра (буровой установкой УЗТМ-8,75 (рис. 15.1) в четыре фазы — диаметрами 3,0, 5,75, 7,5 и 8,75 м, установкой УЗТМ-7,5 в три фазы — первые три диаметра для УЗТМ-8,75);
- погружение крепи в ствол на полную глубину его пробуренной части;
- заполнение тампонажным раствором кольцевого пространства между крепью и горной породой.

До начала бурения ствола сооружают форшахту до уровня подземных вод с креплением ее стенок бетоном или кирпичом. Затем приступают к бурению передовой скважины (первая фаза бурения, диаметр 3 м) на полную глубину ствола.

Передовая скважина предназначена для направления бурового инструмента при последующем расширении ствола, тампонирующая трещин в случае пересечения скальных трещиноватых горных пород, поглощающих глинистый раствор, а также уточнения геологических и гидрогеологических условий, которые учитывают при последующем расширении ствола шахты.

При бурении ствола опережающим способом (в несколько ступеней) бур и его привод испытывают значительно меньшие напряжения, чем при бурении сразу на полный диаметр, так как разрабатывается только часть поперечного сечения ствола. Это облегчает конструкцию бурового оборудования и уменьшает установочную мощность привода. Однако с увеличением числа ступеней бурения скорость проходки ствола шахты на полный диаметр в итоге снижается, поэтому количество ступеней бурения шахтного ствола стремятся уменьшить.

По окончании бурения передовой скважины производят измерение ее отклонения от вертикального положения, чтобы в дальнейшем принять меры к исправлению кривизны ствола. Затем передовую скважину расширяют, постепенно увеличивая диаметр бора.

При бурении передовой скважины, а также при последующем ее расширении, стенки скважины или ствола шахты от обрушения предохраняет глинистый раствор, выполняющий роль временной крепи. При помощи этого же раствора разрыхленную буром породу удаляют из ствола.

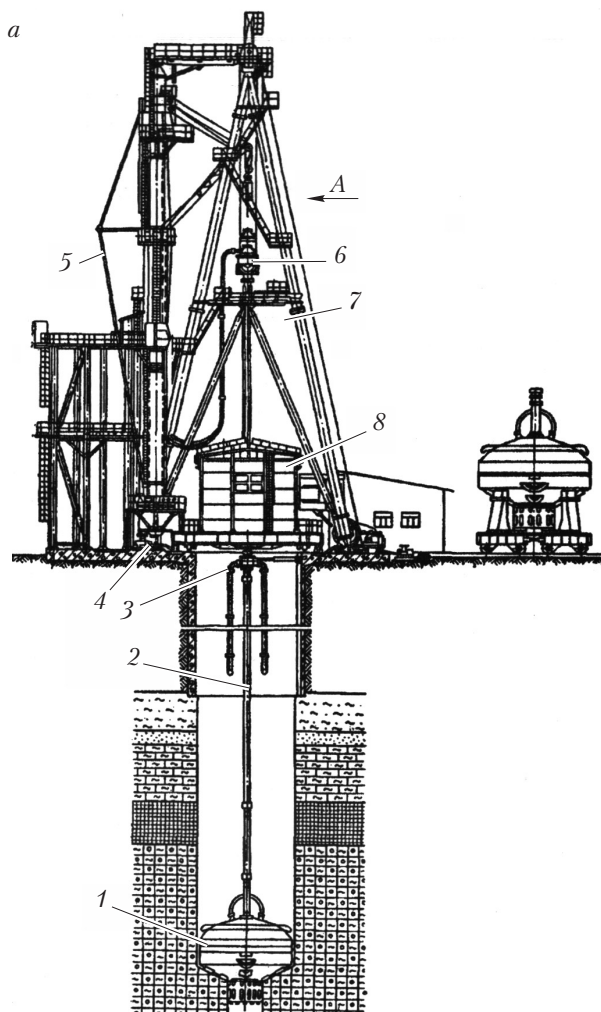


Рис. 15.1. Буровая установка УЗТМ-8,75 (а) и ее вид А (б)
(окончание см. на с. 573):

- 1 — расширитель; 2 — колонна буровых труб; 3 — пульпоотводящий тройник;
4 — установка механизма подъема; 5 — консольно-поворотный кран; 6 — талевая
система; 7 — буровая вышка; 8 — укрытие платформы с ротором

15.2.2. Промывка забоя

Промывку забоя осуществляют глинистым раствором. Различают промывку прямую, обратную и совмещенную, которые применяют при расширении передовой скважины.

Прямую промывку применяют при бурении передовой скважины. Глинистый раствор к забою скважины подают грязевыми насосами через шланги, вертлюг и колонну бурильных труб. Глинистый раствор омывает шарошки долота и забой скважины. Отработанный глинистый раствор с частицами разрушенной горной породы (пульпа) поднимается на поверхность земли в кольцевом пространстве между колонной бурильных труб и стенками передовой скважины.

При **обратной промывке** глинистый раствор из хранилища перекачивается насосом или переливается непрерывно в ствол шахты и постепенно опускается к забою. Пульпу на поверхность земли поднимают с помощью эрлифта.

Сжатый воздух для работы эрлифта поступает к забою ствола от компрессорной станции через вертлюг по воздухопроводу, находящемуся в бурильных трубах. По выходе из воздуховода сжатый воздух направляется в кольцевое пространство между воздухопроводом и бурильными трубами. Поднимаясь в кольцевом межтрубном пространстве, масса воздуха разделяется на мелкие пузырьки, которые попадают в глинистый раствор, образуя газожидкостную смесь (эмульсию). Плотность раствора в кольцевом пространстве уменьшается, и смесь стремится подняться вверх, увлекая за собой частицы разрушенной породы. Производительность эрлифта буровой установки 300 м³/ч.

Через пульпоотводящий тройник и резиновый шланг пульпа выходит из бурильных труб и поступает в отстойник. Очищенный от шлама глинистый раствор используют снова.

При обратной промывке пульпа движется в кольцевом пространстве бурильных труб, площадь поперечного сечения которого сравнительно невелика. Поэтому скорость движения пульпы довольно значительная и глинистый раствор увлекает большое количество мелких частиц разбуренной породы и даже куски диаметром до 16 мм.

Таким образом, при сравнительно небольшом объеме циркулирующего глинистого раствора можно проводить непрерывную и качественную очистку забоя от разбуренной породы, благодаря

чему скорость проходки ствола увеличивается, а расход энергии на разрыхление породы и стоимость работ уменьшаются. Однако при обратной промывке плохо оmyваются и охлаждаются шарошки — это один из ее недостатков.

Указанный недостаток устраняется при **совмещенной промывке** забоя ствола, т.е. одновременном проведении прямой и обратной промывок. Для осуществления совмещенной промывки применяют двухрядную колонну бурильных труб наружным диаметром 485/424 мм и внутренним диаметром 325/300 мм; трубы эрлифта диаметром 75 мм заключены во внутренней колонне бурильных труб.

Пulpа поднимается на поверхность земли сжатым воздухом по кольцевому пространству между трубой эрлифта и внутренней трубой двухрядной КБТ и выходит из пульпоотводящего устройства. Максимальная длина бурения 250 м. Необходимо отметить, что совмещенную промывку забоя ствола применяют редко.

Глинистый раствор в процессе бурения передовой скважины или шахтного ствола выполняет следующие функции: выносит из забоя частицы разбуренной горной породы на поверхность, охлаждает шарошки бура, в неустойчивых горных породах удерживает стенки ствола от обрушения, предотвращает излишний вынос породы из ствола шахты, препятствует образованию пробок при бурении напорных плавунув.

Стенки передовой скважины или ствола шахты удерживаются от обрушения благодаря тому, что глинистый раствор на обнаженных горных породах образует водонепроницаемую корку и, кроме того, создает противодавление. При плотности глинистого раствора $1,2 \text{ г/см}^3$ его давление на 20 % больше гидростатического давления водяного столба той же высоты. Статический уровень подземных вод обычно находится на некоторой глубине, т.е. ниже поверхности земли. Следовательно, часть глинистого раствора, который находится выше уровня подземных вод, создает дополнительное противодавление. Вследствие высокой плотности и большой скорости движения глинистый раствор способен поднимать на земную поверхность частицы разбуренной горной породы. В глинистом растворе частицы породы становятся легче и поэтому сравнительно быстро поднимаются вверх.

Для приготовления глинистого раствора должны применяться высокодисперсные глины, например бентонитовые, и чистая пре-

сная вода. Из-за высокой стоимости бентонитовых глин к раствору добавляют до 40 % мергеля (табл. 15.1).

Таблица 15.1

Характеристики нормального глинистого раствора

Показатель	Значение
Температура, °С	15
Плотность, г/см ³	1,10–1,20
Вязкость, Па·с	1,8–2,5
Статическое напряжение сдвига, мг/см ²	10–40
Водоотдача за 30 мин, см	10–20
Суточный отстой, %, не более	2

При бурении глинистых пород раствор насыщается глиной настолько, что его иногда растворяют водой.

Качество глинистого раствора необходимо постоянно проверять и регулировать для обеспечения укрепления стен ствола и удаления из ствола частиц разбуренной горной породы. Часто осложнения при бурении шахтных стволов происходят из-за применения раствора неудовлетворительного качества.

В процессе бурения ствол всегда должен быть наполнен глинистым раствором до устья.

15.2.3. Крепление шахтных стволов

По окончании бурения производят измерения вертикального профиля ствола. В случае обнаружения неровностей в стенках ствола их исправляют, а затем приступают к возведению постоянной крепи в стволе. Для крепления стволов применяют металлические тубинги, металлические кольца и реже железобетонные кольца.

В ствол крепь опускают двумя способами: погружным, когда кольца наращивают на крепи по мере ее погружения в ствол, и секционным, когда в ствол опускают тубинги, собранные в секции по 15–20 колец: первую секцию опускают на забой ствола, а каждой последующей секцией наращивают крепь, поднимаясь снизу вверх; секции центрируют при помощи специальных направляющих лап.

При **погружном способе** в основании крепи устраивают бетонное или железобетонное днище. Погружаемая крепь представляет собой стакан, который должен плавать в глинистом растворе (закон Архимеда). Это необходимо потому, что масса погружаемой

крепь может достигать нескольких тысяч тонн и для удержания ее на весу в стволе понадобились бы мощные подъемные устройства.

Днище крепи изготовляют в стороне от устья ствола и с помощью каната с подъемным крюком от буровой лебедки перемещают на раздвижные платформы, устанавливаемые над стволом шахты. Сверху на днище размещают тубинговые кольца крепи. Когда крепь достигнет высоты примерно пяти колец и она приобретет плавучесть, крепь при помощи буровой лебедки опускают в ствол шахты.

Затем собирают секции тубингов из четырех колец и опускают их на плавучую крепь (рис. 15.2). Тубинги чугунные имеют толщину стенки $E = 40$ мм; высота кольца тубингов 1 м; масса 1 м тубингового кольца 9 т; масса железобетонного днища погружной крепи 125 т.

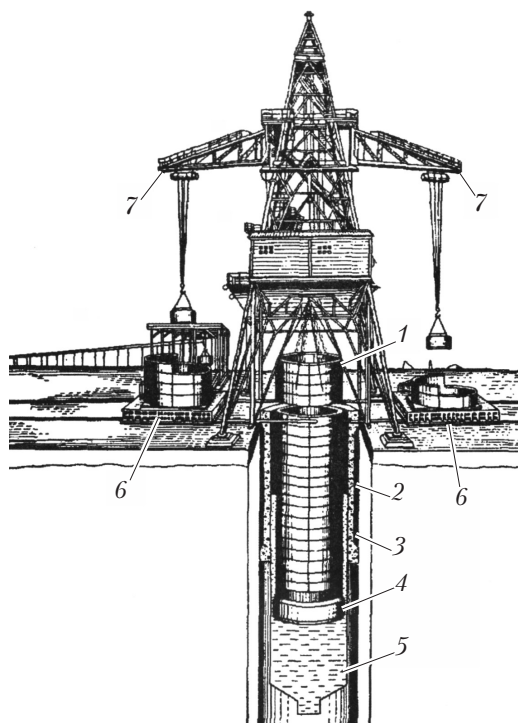


Рис. 15.2. Схема опускания крепи в ствол погружным способом: 1 — наращиваемая секция тубингов; 2 — плавучая крепь; 3 — формашта; 4 — железобетонное днище; 5 — глинистый раствор; 6 — самоходная платформа; 7 — консольно-поворотный кран

Сборку секций тубингов производят на самоходных платформах при помощи консольно-поворотных кранов и электротельферов, смонтированных на буровой вышке. Отдельные тубинги сболчивают пневматическими ключами.

После достижения погруженной крепью плавучести надобность в поддерживающем канате отпадает.

При погружении в ствол шахты на крепь действуют силы:

□ вес крепи и бетонной подушки, который направлен по вертикали сверху вниз, под влиянием этой силы крепь стремится погрузиться в ствол шахты;

□ подъемная сила глинистого раствора, которая направлена по вертикали снизу вверх и стремится вытолкнуть крепь;

□ реактивная сила трения, возникающая между стенками опускаемой крепи и глинистым раствором и направленная сверху вниз, которая противодействует подъемной силе.

Самопроизвольное погружение крепи возможно в случае ее повышенной водопроницаемости. При неплотном соединении отдельных колец крепи глинистый раствор может проникнуть в цилиндр и создать дополнительную, не учтенную при расчетах нагрузку.

После погружения крепи в забой ствола производят тампонирующее закрепление пространства для создания водонепроницаемого заполнения между крепью ствола и водоносными горными породами.

Тампонирующее кольцевого пространства на контакте водоносных и водонепроницаемых горных пород осуществляют двумя способами.

При первом способе в центре железобетонного днища погружаемой крепи укрепляют трубу диаметром 200 мм, которую наращивают по мере погружения крепи. Когда днище достигает забоя ствола, через трубу нагнетают сначала глинистый, а затем цементный раствор.

При втором способе в специальных отверстиях нижнего кольца крепи закрепляют 6–10 радиальных трубок диаметром 40 мм, которые присоединяют к распределительной коробке, которая размещена в центре шахтного ствола и снабжена обратным клапаном. Распределительную коробку соединяют с центральной трубой, наращиваемой по мере погружения крепи. Обратный клапан препятствует проникновению глинистого раствора из ствола в центральную трубу. После погружения крепи на проектную глубину через

центральную трубу нагнетают сначала глинистый, а затем цементный растворы.

Однако при погружении на глубину больше 200 м крепь испытывает монтажную нагрузку погружения, величина которой значительно превосходит нагрузку (горное давление), испытываемую крепью при ее эксплуатации. Это приводит к необходимости усиления крепи во время ее погружения.

Под *монтажной нагрузкой погружения* понимают разность гидростатических давлений глинистого раствора, находящегося за погружаемой крепью, и балласта — глинистого раствора в цилиндре погружаемой крепи.

Очевидно, что по мере увеличения глубины ствола монтажная нагрузка погружения возрастает. Расчеты показывают, что крепь из металлических тубингов с толщиной стенок 400 мм можно безопасно погружать только до глубины 200–250 м. При глубине ствола 300 м монтажная нагрузка погружения достигает 0,85 МПа, что создает в материале крепи напряжение сжатия около 260 МПа при допустимом значении 180 МПа.

Один из недостатков погружного способа — в период погружения крепи необходимо использовать двухрядную колонну тубингов с заполнением кольцевого пространства между ними бетоном, а в период ее эксплуатации достаточно иметь однорядную колонну тубингов.

Другой недостаток погружной крепи заключается в том, что в случае отклонения ствола от вертикального положения она может заклинить вследствие уменьшения зазора между крепью и стенками шахтного ствола. И наконец, при недостаточной водонепроницаемости стыков между сегментами тубингов стакан погружаемой крепи может заполниться глинистым раствором и утонуть в стволе.

Секционный способ погружения крепи в ствол лишен указанных недостатков.

Высота секции крепи определяется величиной грузоподъемности талевой системы и прицепного устройства. Секции тубингов опускают в ствол с помощью бурильных труб. Первую секцию высотой 5 м опускают на забой ствола и заливают цементным раствором на высоту 1,0–1,5 м. После затвердения цементного раствора в ствол опускают следующие секции.

Отдельные секции крепи монтируют в устье ствола (рис. 15.3). Опорами секции являются три опорных башмака с откидными

кулаками, способными выдержать нагрузку 1,8 МН. Опорные башмаки устанавливают в форшахте на глубине 15 м; откидными кулаками управляют с поверхности земли при помощи ручных грузоподъемных лебедок. В основании каждой секции укрепляют шесть направляющих кронштейнов и коллектор для тампонажного раствора с трубопроводом. Каждую секцию высотой 4–5 м составляют из колец тубингов. Кольца тубингов собирают на самоходной тележке в стороне от ствола. Затем самоходную тележку с кольцами тубингов подают к стволу, где специальным прижимным устройством кольцо прижимают, а тележку откатывают. Далее поднятое над стволом кольцо тубингов опускают на откидные кулаки в форшахте или на установленные там кольца.

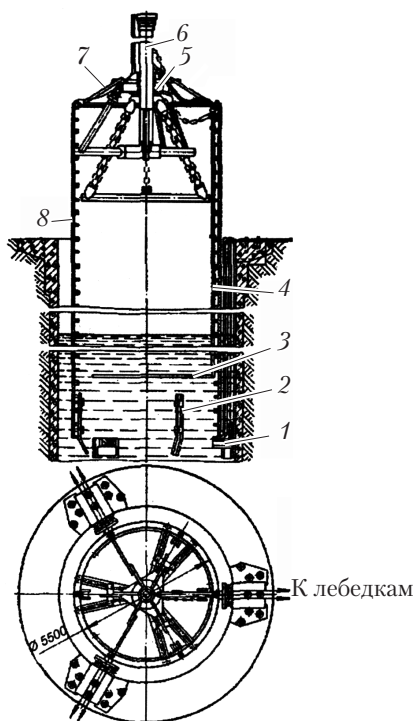


Рис. 15.3. Секция крепи, подготовленная к спуску в шахтный ствол: 1 – башмаки с откидными кулаками; 2 – кронштейн; 3 – коллектор; 4 – трубопровод; 5 – прицепное устройство; 6 – бурильные трубы; 7 – гибкий шланг; 8 – секция погружной крепи

После спуска каждой секции производят тампонирующее закрепление ее закрепного пространства. Для тампонирующего применяют суглинисто-цементный раствор состава 1 : 2.

Так, при опускании крепи в ствол шахты № 5 «Ново-Волынская» скорость крепления ствола с тампонирующим закреплением закрепного пространства составила 6 м/сут., а средняя скорость проходки стволов бурением составляет 30–35 м/мес готового ствола.

Однако горные породы с коэффициентом крепости $f = 4$ и обычно водоносные встречаются лишь в покровных, четвертичных отложениях, а в таких условиях более экономичным оказывается применение способа замораживания.

15.2.4. Бурение шахтных стволов в крепких горных породах

При проходке шахтных стволов в крепких горных породах обычным способом весьма трудоемкие горнопроходческие операции (бурение шпуров, взрывание, проветривание и уборка взорванной породы из ствола) циклично повторяются.

При бурении шахтных стволов все процессы сооружения ствола могут быть механизированы и выполняться не циклическим, а поточным способом, что позволяет достичь наибольшей скорости его проходки.

Проверенных на практике и надежных буровых установок для бурения шахтных стволов большого диаметра в крепких горных породах с коэффициентом крепости $f > 4$ в настоящее время нет. Есть лишь проектные разработки таких установок. Общее направление в их проектировании — разрушение горных пород колонковым способом, но спроектированы установки и для сплошного разбуривания породы.

Установка реактивно-турбинного бурения УРТБ-6,2 предназначена для бурения шахтных стволов диаметром 5,5 м в свету, 6,2 м в проходке и глубиной до 1000 м в горных породах с коэффициентом крепости $f \leq 12$. При бурении шахтных стволов породу разрушают по всему забою ствола (сплошное разбуривание породы).

В буровом агрегате УРТБ-6,2 высотой 11 м установлены шесть турбобуров диаметром 500 мм и высотой 8 м; мощность каждого турбобура 662 кВт. Горную породу в забое ствола разрушают четырех- и шестिशарошечные долота диаметром 1 м. На одно долото приходится 3,4–5,6 м² забоя ствола, в зависимости от места его расположения.

Общий расход глинистого раствора для привода турбобуров составляет 2160 м³/ч. К турбобурам глинистый раствор подают через колонну бурильных труб три насоса производительностью 720 м³/ч каждый. Глинистый раствор, прошедший через турбобуры и шарошечные долота, поднимает разбуренные частицы горной породы из забоя на высоту бурового агрегата. От бурового агрегата пульпа поднимается на поверхность земли двумя эрлифтами.

Установленная мощность электродвигателей буровой установки 13800 кВт, одновременно потребляемая мощность 8950 кВт. Общая масса буровой установки 880 т, в том числе масса бурового агрегата 120 т. Проектная скорость бурения стволов: глубиной до 600 м — 300 м/мес; глубиной 600–1000 м — 250 м/мес.

Главный недостаток УРТБ-6,2 — очень большой расход потребляемой электроэнергии, значительно превышающий расход энергии, потребляемой при эксплуатации шахты.

Бурение скважины большого диаметра

15.3. ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Скважины большого диаметра в горном деле используют в следующих целях: детальная разведка месторождения полезного ископаемого; проветривание подземных горных выработок, в частности при фланговом проветривании шахтного поля; дегазация месторождения; спуск в шахту лесных, закладочных и других материалов; для водоотлива и осушения обводненных месторождений; использование в качестве слепых стволов и гезенков или для ускорения их проходки.

Скважины большого диаметра в крепких и средней крепости горных породах бурят вращательным способом. При вращательном

способе бурения скважин в зависимости от способа разрушения горной породы в забое выделились два способа: первый — полное разрушение породы сплошным забоем путем истирания и частичного дробления ее буровым снарядом, второй — выбуривание вертикальной кольцевой щели в массиве горной породы по периферии скважины для образования керна (колонки) цилиндрической формы, который отделяют от массива и поднимают на поверхность земли. Основная масса горной породы в пределах скважин не разрушается. При втором способе бурения разрушают не более 30 % породы, подлежащей выемке из скважины.

Первый способ бурения имеет следующие существенные недостатки: отделение от массива и измельчение горной породы в объеме всей скважины связано с большим расходом электроэнергии и бурового инструмента; для подъема измельченной горной породы в большом объеме на поверхность земли необходимы мощные грязевые насосы или компрессорные установки, что также связано с большим расходом энергии.

Второй колонковый (керновый) способ бурения лишен этих недостатков, но и он имеет недостаток: периодичность операций по бурению скважин и подъему керна на поверхность земли, что снижает скорость проходки скважины.

Скважины большого диаметра бурят и с земной поверхности, и из подземных горных выработок. При бурении с поверхности земли применяют установки как для сплошного разбуривания горной породы, так и для колонкового бурения.

По месту расположения приводных двигателей буровые установки можно разделить на два основных типа: установки с двигателями, размещенными на поверхности земли, и установки, в которых двигатели расположены в зоне работы органов, разрушающих горную породу, т.е. непосредственно в скважине.

Бурение скважины со сплошным разрушением горной породы. Разрушение горной породы агрегатом реактивно-турбинного бурения (РТБ) осуществляют двух- или четырехшарошечными долотами; двигатель бурового агрегата находится над забоем скважины. Двигатель бурового агрегата — это гидравлическая турбина, приводимая в движение напором воды или глинистого раствора, при бурении скважины в неустойчивых горных породах. К турбине

глинистый раствор подают по бурильным трубам; отработанный в турбине раствор поступает через долото к забою скважины для очистки от разбуренной горной породы и выноса ее на поверхность земли.

Реактивно-турбинные агрегаты предназначены для бурения вертикальных скважин диаметром от 588 мм до 2,08 м в горных породах любой крепости и глубиной до 350 м.

Установка реактивно-турбинного бурения (рис. 15.4) состоит из следующего основного оборудования: бурового агрегата 1; колонны бурильных труб 2 диаметром 65/82 (168,27 мм); ротора 3, предназначенного для вращения бурового агрегата и поддержания колонны бурильных труб, диаметр проходного отверстия ротора 520 мм; квадратной штанги 4, передающей вращение от ротора к КБТ, ее поперечное сечение 154 × 154 мм, длина рабочей штанги 14,5 м; вертлюга 5, соединяющего талевую систему с колонной бурильных труб, через вертлюг производится подача глинистого раствора в КБТ; подъемного крюка 6 для подвешивания колонны бурильных труб с буровым агрегатом к талевой системе, грузоподъемность крюка 75 т; подвижного талевого блока 7 с пятью шкивами; неподвижного кронблока 8 с шестью шкивами, грузоподъемность талевой системы 130 т; подъемной лебедки с редуктором (на рисунке не показаны); буровой вышки 9, высота вышки 28–41 м; насосов 10 для нагнетания глинистого раствора.

Реактивно-турбинный агрегат состоит из нескольких двигателей, с помощью которых разрушается горная порода в скважине, трехшарошечных долот и трубопроводов для распределения глинистого раствора или воды (в устойчивых горных породах) по двигателям. Двигателем в буровом агрегате является реактивно-турбинный бур (турбобур).

В настоящее время за рубежом выпускают буровые установки, которые позволяют бурить шахтные стволы на полное сечение диаметром 4,0–8,5 м и глубиной до 1000 м, в том числе и в крепких породах ($f = 12–14$). Наиболее широко распространены установки «Роббинс 121R» (США), различные модификации установки «Вирт» (Германия), установки фирмы «Тамрок» (Финляндия), например установка «Рино 2000» для бурения стволов диаметром 3,6–7,2 м с диаметром передовой скважины 349 мм.

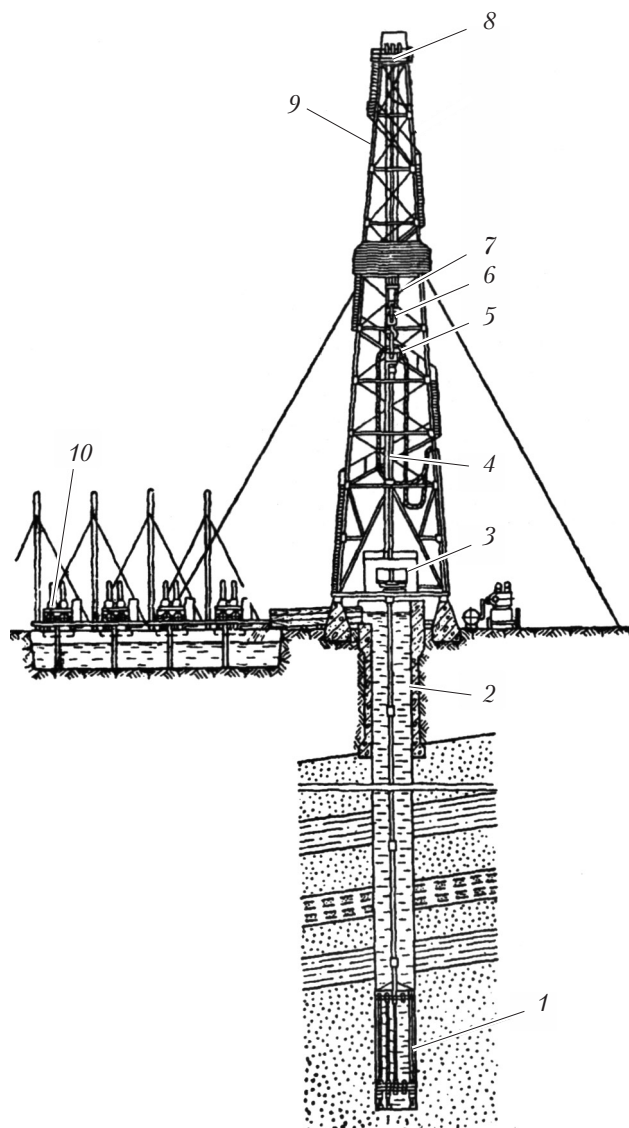


Рис. 15.4. Схема установки реактивно-турбинного бурения

15.4. Бурение замораживающих скважин

При замораживании горных пород вокруг вертикальных шахтных стволов замораживающие скважины располагают по окружности и реже по прямоугольнику или по эллипсу.

Диаметр окружности зависит от диаметра ствола шахты и необходимой толщины стены ледогрунтового ограждения. При этом стремятся к уменьшению диаметра окружности, на которой располагают замораживающие скважины, в целях уменьшения их числа и сокращения расходов на буровые и монтажные работы.

Однако в случае чрезмерно близкого расположения замораживающих скважин к стволу шахты при проходке ствола будет подлежать выемке часть замороженной породы, что нежелательно. Помимо затруднений при выемке это может привести к уменьшению толщины, а следовательно, и прочности ледогрунтового ограждения. Кроме того, необходимо принять во внимание и возможность отклонения скважин от вертикального направления как к центру ствола, так и от центра.

Сохранение заданного направления скважины при замораживании имеет исключительно важное значение. В случае значительного отклонения скважины от заданного направления необходимо пробурить дополнительную замораживающую скважину.

При замораживании горных пород вокруг стволов холод от замораживающих колонок распространяется примерно в таком соотношении: 60 % — в направлении к центру ствола и 40 % — к его периферии, поэтому замораживающие скважины должны быть несколько смещены относительно периметра ствола шахты.

Для образования ледогрунтового ограждения вокруг неглубоких и средней глубины стволов (до 300–400 м) обычно достаточно одного ряда замораживающих скважин, расположенных по окружности. При глубоких стволах, когда требуется большая толщина стены ледогрунтового ограждения, замораживающие скважины иногда приходится располагать по двум концентрическим окружностям.

Иногда второй ряд скважин целесообразно закладывать на сравнительно небольшой глубине замораживания. Такой случай имел место на строительстве гипсовых шахт, где основной горизонт подземных вод был расположен на глубине 50,3 м. Поэтому

часть ствола от поверхности земли до указанной глубины можно было проходить независимо от хода работ по замораживанию горных пород и таким образом сократить время, необходимое на проходку ствола. Однако этому препятствовал небольшой мощности пласт водоносного песка на глубине 22,2 м от поверхности земли. Для ускорения начала проходки ствола решили произвести замораживание пласта песка самостоятельными скважинами, расположенными на дополнительной окружности.

В практике замораживания горных пород при проходке шахтных стволов расстояние между замораживающими скважинами берут 0,8–1,3 м.

В некоторых случаях замораживающие скважины приходится располагать и в пределах ствола шахты. Например, когда в основании ствола отсутствует водоупорный пласт, тогда для устройства зумпфа или бетонной подушки необходимо заморозить горные породы, заключенные в пределах ствола, т.е. создать ледогрунтовую подушку. Эти породы можно заморозить и периферийными колонками, что потребует, однако, много времени, кроме того, прочность такой ледогрунтовой подушки может оказаться недостаточной. При определении числа внутренних замораживающих скважин необходимо исходить из времени, затрачиваемого на образование ледогрунтовой стены периферийными замораживающими колонками. Образование ледогрунтовой подушки не должно отставать по времени от образования ледогрунтового ограждения. В любом случае площадь подушки, приходящейся на одну внутреннюю замораживающую колонку, не должна превышать 4–5 м².

При замораживании горных пород вокруг прямоугольных стволов замораживающие скважины можно располагать по прямоугольнику или по эллипсу. В этих случаях ледогрунтовая стена будет испытывать не только сжимающие, но и растягивающие напряжения, что нежелательно, так как предел прочности на растяжение замороженных горных пород примерно в 3 раза меньше предела прочности на сжатие. Поэтому и вокруг прямоугольных стволов шахт (обычно такую форму имеют разведочно-изыскательские стволы) замораживающие скважины целесообразно располагать по окружности.

Глубина замораживающих скважин имеет чрезвычайно важное значение. Чтобы горная выработка была полностью изолирована от воды, скважины должны быть заглублены в пласт водоупорной гор-

ной породы. Несоблюдение этого условия часто приводило к авариям или осложнениям, так как в тех местах, где скважины не доходили до водоупорного пласта, в выработку прорывались пльвун или вода. Поскольку верхняя часть водоупорных горных пород часто бывает изрезана трещинами, сообщающимися с вышележащими водоносными породами, то при недостаточном заглублении замораживающих скважин трещины могут проводить воду в ствол шахты, что приведет к серьезным затруднениям при выемке пород ниже замороженной зоны. Если водоупорные горные породы растворяются водой, как, например, каменная соль, то недостаточное заглубление замораживающих скважин также может привести к авариям в стволе.

При определении величины заглубления скважины необходимо учитывать возможности местных понижений кровли и падения пласта водоупорной породы. Если водоупорный пласт представляет собой крепкую горную породу, то следует учитывать и ее трещиноватость. Трещиноватость пород наиболее развита в верхних контактных слоях и с глубиной уменьшается. Зона интенсивной трещиноватости различных горных пород изменяется в широких пределах — от 2 до 10 м.

Кроме того, следует отметить еще одно обстоятельство, влияющее на величину заглубления замораживающих скважин. Обычно на дне скважины скапливаются мелкие частицы породы, полученные при ее бурении, а также в результате осыпания неустойчивых горных пород из вышележащих горизонтов или, наконец, вследствие выпадения глины из глинистого раствора в случае его применения при бурении замораживающих скважин. Удалить такую мелочь со дна скважины трудно. Поэтому при определении глубины скважины следует принимать во внимание потерю глубины, обусловленную указанными выше причинами, которая составляет 1–2 м в зависимости от глубины скважины. Опыт показывает, что при замораживании горных пород до глубины 30–40 м заглубление скважин в пласт водоупорной горной породы на 2–5 м оказывается достаточным. При бóльших глубинах замораживания скважины заглубляют в водоупорный пласт не менее чем на 5–10 м.

Скважины, предназначенные для замораживания горных пород, должны удовлетворять следующим требованиям:

□ если скважина задана под определенным углом к горизонту, то он должен сохраняться на всем протяжении скважины. Допуска-

ются отклонения от заданного направления в пределах 0,5–1,0 % от общей глубины скважины, т.е. не больше 0,5–1,0 см на 1 м глубины скважины;

□ глубина замораживающих скважин должна точно соответствовать проектной. Это необходимо для получения ледогрунтового ограждения одинаковой прочности на всей глубине замораживания. При недобурировании скважин в основании ограждения могут образоваться окна;

□ дно скважины должно быть свободным от бурового шлама, чтобы в нее можно было опустить замораживающую трубу требуемого диаметра;

□ конечные диаметры скважин должны быть несколько больше диаметра соединительных муфт замораживающих труб. Для замораживания горных пород наиболее часто применяют трубы с внутренним диаметром 100–125 мм и внешним 114–146 мм, внешний диаметр используемых муфт от 130 до 155 мм. Таким образом, конечные диаметры скважин должны быть не меньше 150 мм. При безмуфтовом соединении замораживающих труб диаметр скважины может быть меньшим.

Для особо ответственных работ применяют специальные безмуфтовые трубы типа ТЗК (трубы замораживающих колонок). Безмуфтовые соединения труб получают ввинчиванием одной трубы в другую с помощью конической нарезки. Длина труб 9–13 м; наружный диаметр труб по резьбовому соединению 156 мм, по трубе 146 мм; внутренний диаметр по резьбовому соединению 122 мм, по трубе 128–130 мм; толщина стенок трубы 8–9 мм. Трубы изготовляют из углеродистой стали с термической обработкой — закалкой, отпуском. Трубы рассчитаны на внутреннее давление 20 МПа.

Несмотря на большую осторожность при бурении, скважины, особенно малого диаметра, часто отклоняются от вертикального положения. Главные причины отклонений скважин следующие:

□ твердые включения (валунов, гальки) в рыхлых горных породах;

□ переслаивание крепких и неустойчивых горных пород, а также встреча бурового инструмента с трещинами, сбросами, жилами, кавернами и пустотами. Если при этом пласты горных пород крутопадающие, то при выходе из мягких пород буровой инструмент будет стремиться вниз по кровле крепкого пласта. В породах с пологим падением скважины отклоняются по восставанию;

□ неправильная установка бурового станка, бурового шпинделя или первой колонны обсадных труб при забурировании замораживающей скважины, чрезмерно большое давление на буровой инструмент;

□ забивка обсадных труб вместо нормальной посадки их вращением и искривление обсадных труб;

□ короткие колонковые трубы, не следует применять трубы короче 3 м;

□ большой зазор между стенками скважины и рабочим инструментом;

□ пустоты, образующиеся между соседними замораживающими скважинами вследствие близкого их расположения, в которые легко может проникнуть буровой инструмент и отклониться от заданного направления.

Для измерения направления замораживающей скважины применяют специальные приборы, с помощью которых определяют **зенитный угол** — угол между осью скважины и вертикальным направлением, и **азимутный угол** — угол между проекцией направления отклонения на горизонтальную плоскость и меридианом. На основании этих данных составляют план образования ледогрунтового ограждения на промежуточных и конечных глубинах замораживания. Помимо этого измерение отклонений скважины позволяет заранее определить, не входит ли замораживающая труба в пределы ствола, потому что при проходке ствола она может быть повреждена горнопроходческим инструментом, а это приведет к осложнениям в работе.

Зенитный угол можно измерить отвесом или с помощью специальной жидкости, помещенной в сосуд. Азимутный угол измеряют компасом или гироскопом.

Для измерения азимутов отклонений замораживающих скважин не следует применять приборы с магнитной стрелкой, на которую влияют окружающие металлические предметы (обсадные трубы, замораживающие колонки), а также электрические токи, железные руды и др.

Современные приборы позволяют измерять направления скважин глубиной свыше 1000 м. При измерении отклонений неглубоких скважин (до 100 м) дают вполне удовлетворительные результаты отвес и теодолит.

Для измерений направлений глубоких замораживающих скважин применяют гирокомпас «Наутик», инклинометр «Шахтер», фотоинклинометр И-560, дистанционный инклинометр И-447 «Зенит» и др. Действие прибора «Шахтер» основано на гироскопическом эффекте, когда горизонтальная ось гироскопа при вращении стремится занять положение в направлении географического меридиана.

Границами ледогрунтового ограждения будут огибающие кривые, проведенные между точками пересечений соседних окружностей, которые представляют условные границы зон распространения холода от отдельных замораживающих колонок. Центрами окружностей являются истинные положения центров скважин на заданной глубине (рис. 15.5).

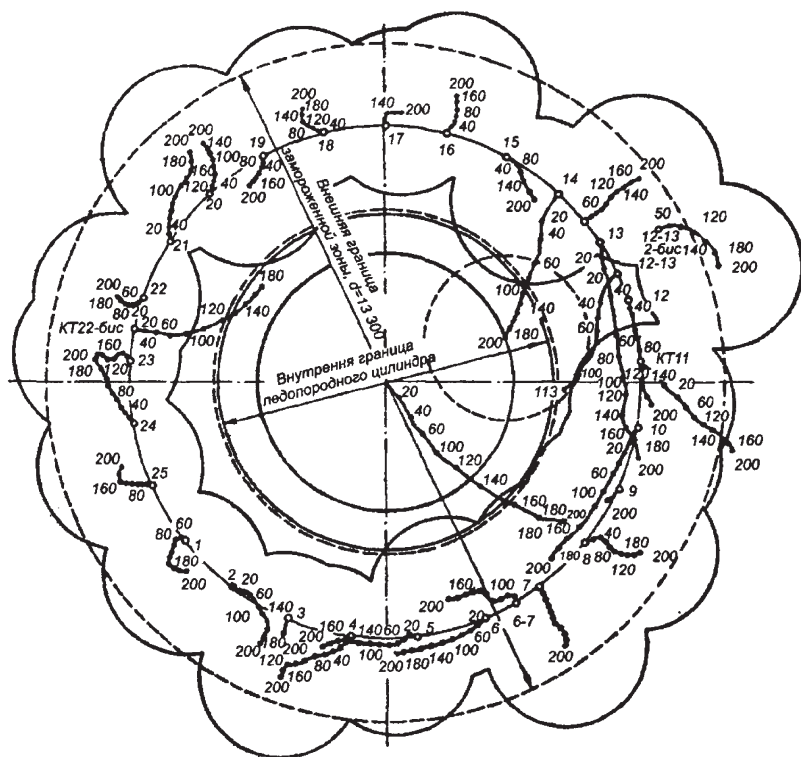


Рис. 15.5. Схема построения границы ледогрунтового ограждения

Радиус распространения холода от замораживающих колонок изменяется в более или менее широких пределах и зависит от расстояния между колонками, характера и водонасыщенности замораживаемых пород, температуры и времени замораживания. В песчаных, илистых и гравийных горных породах при расстояниях между скважинами 1 м и времени замораживания 30–40 сут. радиус распространения холода от замораживающих колонок принимают равным 1,25–1,50 м, а в глинистых и суглинистых породах его уменьшают на 30–50 %.

В местах пересечения отдельных окружностей определяют толщину ледогрунтового ограждения и сравнивают с проектной. Опыт показывает, что скважины отклоняются не только под определенными углами к вертикали, но могут искривляться под разными углами к меридианам на разных горизонтах. Поэтому расстояния между осями соседних скважин на разных горизонтах (даже при одинаковых зенитных углах) будут неодинаковыми.

В связи с этим в плане графические построения положения ледогрунтового ограждения необходимо производить не только на конечной глубине скважин, но и на промежуточных, например на глубине контакта слабых горных пород с крепкими, на горизонте малотеплопроводных горных пород или водоносных пластов.

Раздел

II

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ.
ДОКУМЕНТАЦИЯ.
ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ
И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН**

-
-
- 16. Техничко-экономические показатели
 - 17. Документация
 - 18. Организация работ и ликвидация скважин

Показатели эффективности бурения

16.1. скважины

Для оценки результатов бурения существует ряд показателей, совокупность которых дает полную характеристику технико-экономического уровня его развития в данном регионе и на данном этапе.

Динамику бурения анализируют по следующим показателям:

- объем выбуренной породы на 1 м проходки, м³/м;
- расход металла (обсадных труб) на 1 м проходки, кг/м;
- скорость бурения, м/ст.-мес;
- скорости проходки, м/ч;
- расход долот на 1000 м проходки, шт.;
- баланс времени в часах: время по скважине в целом или на 1 м проходки;
- себестоимость скважины в целом или на 1 м проходки.

Объем выбуренной породы на 1 м проходки рассчитывают по формуле

$$V_{\text{пор}} = \frac{0,785(D_1^2 H_1 + D_2^2 H_2 + \dots + D_n^2 H_n)}{H}, \quad (16.1)$$

где D_1, D_2, \dots, D_n — диаметры долот, которыми бурят скважины, м; H_1, H_2, \dots, H_n — интервалы глубин, на которых бурят долотом соответствующего диаметра (D_1, D_2 и т.д.), м; H — глубина всей пробуренной скважины, м.

Динамика бурения должна оцениваться не только по $V_{\text{пор}}$, но одновременно также и по **расходу металла** на 1 м проходки, т.е. общему весу обсадных труб, спускаемых в скважину, деленному на глубину пробуренной скважины. Естественно, что чем выше уро-

вень развития в данном районе технологии процессов бурения, тем меньше расход металла.

Полная (цикловая) скорость бурения v_{Π} (в м/ст.-мес) определяется как частное от деления глубины H (в м) пробуренной скважины на полное время T_{Π} (в ч) с момента начала строительномонтажных работ до сдачи скважины в эксплуатацию:

$$v_{\Pi} = \frac{720H}{T_{\Pi}}. \quad (16.2)$$

Общую, или коммерческую, скорость бурения v_o (в м/ст.-мес) определяют как частное от деления глубины H (в м) пробуренной скважины на время T_o (в ч), отсчитываемое с момента спуска первого долота до разборки бурильных свечей на трубы и выноса их на мостки:

$$v_o = \frac{720H}{T_o}. \quad (16.3)$$

Техническая скорость бурения v_T (в м/ст.-мес) вычислется как частное от деления глубины H (в м) пробуренной скважины на производительное время бурения T_T (в ч), т.е. на T_o , за вычетом времени, затрачиваемого на непроизводительные работы (простои, ремонты, ликвидация аварий и осложнений):

$$v_T = \frac{720H}{T_T}. \quad (16.4)$$

Эффективность работы долот определяется следующими показателями:

- продолжительность бурения, т.е. работы долота на забое $t_б$, ч;
- механическая скорость проходки v_m , т.е. количество метров, пройденных за 1 ч работы долота на забое, м/ч;
- проходка за рейс долота h , т.е. количество метров, пройденных одним долотом за время его работы на забое, м.

Наряду с этим должны учитываться и другие показатели, которые характеризуют продолжительность отдельных операций:

- продолжительность спускоподъемных операций $t_{сп}$, т.е. время, затрачиваемое на подъем бурильной колонны с отработанным долотом и спуск ее в скважину до забоя с новым долотом, ч;
- продолжительность наращивания бурильных труб t_n , ч;
- продолжительность смены долота $t_{с.д}$, ч.

Для определения полной эффективности работы долота используется **рейсовая скорость проходки**, которую рассчитывают по формуле

$$v_p = \frac{h}{t_0 + t_{\text{сп}}^*}, \quad (16.5)$$

где $t_{\text{сп}}^* = t_{\text{сп}} + t_{\text{н}} + t_{\text{с.д.}}$.

Следует иметь в виду, что в процессе работы долота на забое часть времени затрачивают на расширение и промывку скважины. При строгом учете эти затраты выделяют как самостоятельные виды работ. Обычно же их причисляют к общему времени работы долота на забое t_0 , которое весьма неудачно иногда называют механическим (чистым) бурением.

При более глубоком анализе следует различать:

- рейсовую скорость проходки по одному долоту $v_{\text{р.д.}}$;
- рейсовую скорость проходки по скважине в целом $v_{\text{р.с.}}$.

Принципиальное различие между этими понятиями в том, что, ориентируясь на $v_{\text{р.д.}}$, нужно стремиться, при прочих равных условиях, главным образом к интенсификации трудоемких спуско-подъемных работ, т.е. к сокращению $t_{\text{сп}}^*$, что дает экономию в минутах, а ориентируясь на $v_{\text{р.с.}}$, следует стремиться в основном к увеличению проходки на долото, так как уменьшение расхода долот на бурение скважины сопровождается значительным сокращением времени на спускоподъемные операции, что дает экономию в часах.

Пример. Определить технико-экономические показатели бурения скважины при следующих условиях: глубина скважины 2000 м; начало строительно-монтажных работ 1 марта 1998 г.; начало бурения 10 марта 1998 г., конец бурения и сдача скважины в эксплуатацию 30 марта 1998 г.; долота (42 шт.) работали на забое $t_0 = 122$ ч; спускоподъемные операции $t_{\text{сп}}^* = 246$ ч; простои, ремонтные работы и ликвидация осложнений — 42 ч.

Решение

- 1) Полная (цикловая) скорость бурения согласно формуле (16.2):

$$v_{\text{п}} = (2000 \cdot 720) : (30 \cdot 24) = 2000 \text{ м/ст.-мес.}$$

- 2) Общая скорость бурения рассчитывается по формуле (16.3):

$$v_0 = (2000 \cdot 720) : (21 \cdot 24) = 2860 \text{ м/ст.-мес.}$$

- 3) Техническую скорость бурения находим по формуле (16.4):

$$v_{\text{т}} = (2000 \cdot 720) : (21 \cdot 24 - 42) = 3120 \text{ м/ст.-мес.}$$

4) Проходка на долото (в среднем)

$$h = 2000 : 42 = 47,7 \text{ м.}$$

5) Механическая скорость проходки

$$v_m = 2000 : 1122 = 16,4 \text{ м/ч.}$$

6) Рейсовая скорость проходки согласно формуле (16.5):

$$v_p = 2000 : (122 + 24) = 5,44 \text{ м/ч.}$$

На темпы бурения скважин влияет ряд факторов: организация труда в буровой бригаде, организация производства в конторе бурения, энерговооруженность и мобильность буровой установки, геологические условия бурения скважин и т.п.

Оценивать результаты бурения надо только по законченным скважинам.

Кроме того, при сравнительном анализе показателей темпов и качества бурения как по предприятиям в целом, так и по отдельным буровым бригадам необходимо указывать глубину скважин. Без этого параметра абсолютные величины скоростей бурения и скоростей проходки не сопоставимы. Сравнить показатели следует только при одинаковых глубинах бурения, так как пока еще нет переводных коэффициентов, учитывающих различия в глубине скважин. Но и этот корректив недостаточен, так как при одной и той же глубине показатели скоростей бурения могут отличаться вследствие различной твердости пород и различной конструкции скважин.

16.2. Баланс времени

Балансом времени называют распределение времени бурения скважины по отдельным видам работ. В зависимости от цели составляют баланс времени очень подробный (по всем видам работ и простоев) или по отдельным укрупненным элементам. Во втором случае баланса время принято дифференцировать на производительное и непроизводительное.

Производительное время $T_{\text{пр}}$ — это время:

□ непосредственной работы долота на забое (бурение) t_6 с учетом времени на промывку и расширение ствола;

□ на проведение комплекса работ, включающего спуск, наращивание и подъем бурильной колонны и смену долота:

$$t_{\text{сп}}^* = t_{\text{сп}} + t_{\text{н}} + t_{\text{с.д.}}$$

□ на разобщение пластов (крепление скважин) $T_{\text{р.пл}}$, т.е. на спуск и цементирование обсадных труб;

□ на технически необходимые (вспомогательные) $T_{\text{всп}}$ работы — замер направления ствола скважины (азимутальный и зенитный углы), электро- и радиометрические замеры, сборка и разборка бурильных свечей, смена талевого каната, подготовка к эксплуатации, освоение скважины и т.п.

Непроизводительное время $T_{\text{непр}}$ — это время, затраченное:

- на простой $T_{\text{пр}}$;
- ремонтные работы $T_{\text{рем}}$;
- ликвидацию аварий $T_{\text{ав}}$;
- ликвидацию осложнений $T_{\text{осл}}$.

Следует признать весьма неудачной попытку выделить из непроизводительного времени $T_{\text{рем}}$ и $T_{\text{осл}}$.

Как правило, большую часть скважин бурят очень быстро. Вполне естественно требование, чтобы оборудование, установленное на буровой, не нуждалось в серьезном ремонте, требующем длительных перерывов в процессе бурения скважины, и могло быть работоспособным хотя бы 2–3 месяца. Все работы по ремонту оборудования и труб должны производиться в планово-предупредительном порядке до установки и сборки на буровой. Это потребует некоторого увеличения общего парка буровых установок, находящихся в распоряжении каждой конторы бурения, но эффект от такой организации производства полностью окупит первоначальные затраты.

Очень редко скважины ликвидируют вследствие осложнений. Практически все осложнения, если не сразу, то в течение некоторого периода, ликвидируются. Общеизвестно, что любое осложнение легче предупредить, чем ликвидировать. Исходя из этого трудно понять стремление особо выделить $T_{\text{осл}}$ из $T_{\text{непр}}$.

Из перечисленных видов производительных работ основным и действительно производительным является только непосредственное бурение. Все другие работы являются технически необходимыми, но вспомогательными. Поэтому, стремясь к увеличению темпов бурения скважин, следует обеспечить технологический процесс бу-

рения таким образом, чтобы удельный вес времени непосредственной работы долота был максимальным в общем балансе времени, а продолжительность остальных работ была доведены до минимума. Причем абсолютное значение времени бурения (количество часов на 1 м проходки) не должно возрастать.

Пока в балансе времени бурящихся скважин непроизводительное время, к сожалению, имеет довольно большой удельный вес, т.е. показатели скоростей бурения еще низкие.

Анализ баланса времени в процентах не представляет никакой ценности. Можно привести убедительное подтверждение этого.

В ряде районов в течение двух лет или даже одного года у передовиков при бурении скважин на одну и ту же глубину при прочих равных условиях процент производительного времени почти стабилен — 90–95 % и даже (иногда) 100 %, а общая (коммерческая) скорость бурения при этом увеличивается в 1,5–2,0 раза и более.

Буровая практика показывает, что если процесс бурения идет без перебоев и остановок, то осложнения и аварии исключаются полностью или они сведены до минимума. Однако если по какой-либо причине происходит остановка на буровой, то почти сразу же в скважине возникает осложнение, иногда сопровождающееся аварией. Поэтому одним из главных условий успешного строительства скважин является *бурение без перебоев и остановок*. А если перед вами поставлена задача повысить скорости бурения, то необходимо стремиться к повышению удельного веса непосредственно бурения в общем балансе времени.

16.3. Себестоимость бурения скважины

Себестоимость бурения определяют или по скважине в целом, или на 1 м проходки. Наиболее показательными являются затраты, отнесенные к 1 м проходки по законченным скважинам, потому что по ним можно судить о степени освоения технологии и техники бурения в каждом районе.

Себестоимость бурения одной скважины зависит от многих факторов: района и цели бурения, твердости и состава проходимых пород, проектной глубины, конструкции скважин, вида энергии, организации производства и труда и т.д.

Специфические особенности бурения каждой скважины даже в пределах одной и той же площади и ее высокая себестоимость требуют самого серьезного внимания. Скважины, бурящиеся в одном районе, объединяют в группы по нескольким важным признакам. Это привело к созданию типовых проектов и смет. На основе типовых проектов для каждой скважины, когда ее начинают бурить, необходимо составлять развернутый технический проект и детальную общую смету. Наряду с этим до начала бурения надо довести до сведения буровой бригады подробные данные по статьям (из общей сметы), экономия по которым дает бригаде право получать премию за сокращение расхода материалов: ремни, талевые и пеньковые канаты, втулочно-роликовые цепи, запасные части к насосам и другим видам оборудования и труб, расходы долот, химических реагентов, утяжелителей, глины, воды, электроэнергии, дизельного топлива, масла и пр.

Буровая бригада получает значительную премию за ускорение процесса бурения, т.е. за сдачу скважины в эксплуатацию ранее намеченного срока, экономию средств за прокат буровой установки и бурильных труб, сокращение транспортных расходов, расходов на текущий ремонт и т.п.

В связи с ростом скоростей бурения, упрощением конструкций скважин, более полным использованием мощности буровых установок себестоимость бурения скважин, а отсюда и стоимость 1 м проходки постоянно снижаются.

17.1. Первичная документация в бурении

Первичными документами, содержащими описание всего комплекса технологического процесса бурения скважины, являются суточный буровой рапорт, диаграмма индикатора веса и буровой журнал.

Буровой рапорт заполняет ежедневно буровой мастер с кратким указанием всех производственных процессов, осуществленных в буровой в течение суток, и времени, затраченного на каждый из них.

Диаграмма индикатора веса позволяет определить последовательность операций, проводившихся в буровой в течение суток, и затраты времени на них; осевые нагрузки на долото; механические скорости проходки и т.д.

Буровой журнал составляют на основе суточных рапортов и других геолого-технологических материалов. В нем содержится подробное изложение всех процессов, произведенных в буровой от начала и до окончания бурения скважины, в хронологическом порядке.

Дополнительной документацией к буровому журналу являются геологический разрез скважины, комплект диаграмм индикатора веса, инклинограммы, каротажные диаграммы, кавернограммы и другие материалы электрометрических и радиометрических работ.

В буровом журнале подробно описывают все виды геолого-технологических осложнений, встречавшиеся при бурении скважины, и указывают методы, применявшиеся для их ликвидации, ежесуточно отмечают расход воды, глины, химических реагентов, утяжелителей и других материалов.

Буровые журналы всех пробуренных скважин хранятся в архиве соответствующей конторы бурения или геологического отдела предприятия.

Технический проект строительства

17.2. скважины

Технический проект на строительство скважин со сметой расходов к нему — это документ, по которому сооружают скважины в наиболее короткое время, с минимальными материальными затратами и технически наиболее совершенными методами.

Согласно действующему законодательству ни одна скважина не должна сооружаться без утвержденного технического проекта.

Технические проекты строительства разрабатывают в отдельности для каждого типа скважин. Главные признаки, отличающие один тип скважин от другого, следующие: объект (горизонт), конструкция и глубина скважины (разница в глубине в пределах 50 м при прочих равных условиях не принимается в расчет).

Технический проект разрабатывают по разделам:

- 1-й — подготовительные работы к монтажу вышки;
- 2-й — монтаж вышки и оборудования;
- 3-й — геолого-технические условия бурения скважины;
- 4-й — обоснование продолжительности цикла строительства скважины;
- 5-й — график цикла строительства скважины;
- 6-й — мероприятия по технике безопасности, противопожарной технике и промышленной санитарии;
- 7-й — перечень буровых скважин, которые должны строиться по данному техническому проекту.

Первый раздел проекта содержит весь расчетный материал, измерители и затраты для сооружения: а) подъездного пути; б) водяной линии; в) силовой линии; г) световой линии и др.

Второй раздел проекта указывает, какого типа должна монтироваться вышка, на каких фундаментах или на крупных блоках в виде металлических оснований, способ монтажа вышки, размеры пристроек для насосов и расположение их около буровой.

В этом разделе при необходимости предусматривается строительство площадки и навеса для утяжелителя, индивидуальной глиномешалки и для очистных приспособлений.

В отношении монтажа бурового оборудования указывается способ его затаскивания и подъема и даются подробный перечень

и краткая характеристика механического и электрического оборудования.

Третий раздел проекта — один из важнейших. Исходным материалом для разработки этого раздела является геологический разрез и степень его сложности.

Следующий основной элемент раздела — техническая часть, в которой указывают характеристику каждой колонны обсадных труб: диаметр, марку стали, толщину стенки, глубину спуска, вес колонны, высоту подъема цементного раствора.

В проекте должны быть подробно описаны технические приемы спуска и цементирования каждой колонны.

Кроме проверочного расчета каждой колонны на прочность в этом разделе приводят полный расчет необходимого количества цемента, воды для затворения цемента; расчет давления, возникающего при цементировании; расчет времени, необходимого для цементирования; обоснование количества требуемого для цементирования цемента и других материалов; обоснование числа необходимых цементировочных агрегатов, цементосмесительных машин и т.д.

Здесь же приводят общий расчет числа долот (по их типоразмерам), которые будут нужны для бурения скважины; параметры режима бурения для каждого долота; ожидаемые результаты по проходке на долото, по механической и рейсовой скоростям проходки, а также расчет требуемого количества промывочной жидкости и химических реагентов в соответствии с геолого-техническими условиями бурения скважины.

Далее указывают число замеров кривизны и различных электрометрических работ с указанием способа их производства.

Кроме того, в этом разделе дают технологию вскрытия нефтяного или газового пласта с указанием всех требующихся испытаний и технических условий, которые необходимо соблюдать как в отношении эксплуатационной колонны, так и в отношении пласта.

В этом же разделе должны найти отражение все мероприятия по механизации трудоемких процессов.

В *четвертом и пятом разделах проекта* приводят расчеты по определению минимально необходимого и достаточного времени для проведения всех операций по сооружению скважины. В них приводятся оперативный нормировочник, инструктивно-техно-

логическая карта и график производственного цикла всего строительства скважины.

В *шестом разделе проекта* описывают мероприятия по технике безопасности, противопожарной технике и по промышленной санитарии, которые обязательно должны быть осуществлены при строительстве сооружений и бурении скважины.

Седьмой раздел проекта кроме перечня скважин, которые будут строиться по данному проекту, содержит иллюстрацию технико-экономических показателей, характеризующих эффективность строительства данных объектов. Здесь указывают продуктивный горизонт, глубину крепления скважины, продолжительность строительства, коммерческую и цикловую скорости бурения, проектируемый (ожидаемый) дебит и себестоимость объекта.

18

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

18.1. Цикл строительства скважины

В цикл строительства скважин входят следующие элементы:

- 1) подготовка площадки и фундаментов для наземных сооружений;
- 2) монтаж вышки и привышечных сооружений;
- 3) монтаж бурового и энергетического оборудования;
- 4) подготовка рабочего места к бурению;
- 5) бурение скважины;
- 6) крепление скважины;
- 7) вскрытие продуктивного объекта и сдача скважины в эксплуатацию;
- 8) демонтаж бурового и энергетического оборудования.

При крупноблочном и особенно при индустриальном методе строительства трудоемкость и длительность проведения элементов 1–4 и 8 значительно сокращаются.

Изучение опыта передовиков и новаторов производства позволяет спроектировать такой порядок организации цикла строительства скважины и такую скорость выполнения его отдельных элементов, которые учитывают условия, соответствующие требованиям передовой технологии, и обеспечивают полноценное использование мощности буровой установки от начала до конца бурения каждой скважины.

Расчет организации и времени выполнения цикла строительства оформляют в виде графика работ по строительству скважины каждого типа в отдельности.

Организация основных и вспомогательных технологических процессов

18.2.

Понятие «организация» включает, как правило, две составные части: собственно организацию и управление. Термин «организация» также трактуется двояко — организация работ (процессов) и организация как юридическое лицо.

Далее рассматривается организация буровых процессов.

Управление является надстройкой, базирующейся на организационном фундаменте, и включает принятие решений (оперативных и стратегических) и коммуникации (информационные, психологические и др.).

Связь между указанными элементами организационных и управленческих процессов осуществляется благодаря деятельности персонала. Управление персоналом производится с помощью технологических регламентов и нормативно-технических документов, включающих правила, инструкции, геолого-технические наряды, проекты, приказы и т.п.

При хорошо организованной работе процессы управления происходят незаметно, но эффективно, а возникающие проблемы решаются за счет оперативного устранения недостатков существующей организационной структуры. Плохо организованная работа характеризуется большим количеством и низкой результативностью принимаемых решений.

Учитывая особенности функционирования организационно-управляющей системы, при подготовке и выполнении буровых работ особое внимание уделяется первичному процессу, т.е. процессу **организации буровых работ**, состоящему из четырех стадий: планирование, организация (структуризация), мотивация персонала и контроль.

Планирование буровых работ включает:

- ❑ технико-экономическое обоснование (ТЭО) предстоящих работ;
- ❑ геолого-техническое задание (ГТЗ);
- ❑ подготовку и подписание контракта с заказчиком;
- ❑ проектирование;
- ❑ подготовку и получение разрешительной информации.

Организация буровых работ включает:

□ подготовительные работы: снабжение, подбор и инструктаж персонала, составление плана-графика работы и геолого-технического наряда (ГТН; рис. 18.1, 18.2);

□ сооружение скважин: бурение, крепление, СПО и т.п.;

□ исследование скважин с помощью различных методов (например, геофизических);

□ использование скважин — добыча ПИ, прокладка коммуникаций, равномерное распределение избыточного веса зданий и сооружений в неустойчивых ГП;

□ охрану труда: безопасные условия труда, условия для отдыха, социальные гарантии и т.п. Мероприятия по охране труда регламентируются КЗОТом, правилами техники безопасности (ТБ), трудовыми контрактами и другими нормативными документами;

□ охрана окружающей среды (ООС): предотвращение загрязнения водоносных горизонтов очистными агентами и производственными стоками, утилизации отходов бурового производства, в том числе посредством их подземного захоронения с использованием скважин, проведение мероприятий по восстановлению состояния окружающей среды и др. Мероприятия по охране окружающей среды регламентируются ГОСТами, существующими в области земле- и водопользования, санитарными правилами и нормами (СанПиН) и другими нормативными документами;

□ ликвидация скважин: тампонирование (цементирование), рекультивация почвы и т.п.

Мотивация персонала и его успешной работы затрагивает вопросы заработной платы, профессионального роста, служебного продвижения, социальных гарантий, условий отдыха и т.п.

Договоренности, достигнутые между сотрудником и администрацией, фиксируются трудовым контрактом, в котором детально отражены права и обязанности сторон, условия и срок действия контракта и другие особенности взаимоотношения сторон.

Контроль буровых работ касается прежде всего их качества (соответствия технологическим регламентам и нормативно-техническим документам), исправности оборудования и инструмента, выполнения требований ТБ и ООС. Контроль разделяют на текущий и итоговый. Наряду с указанными общими параметрами контроля каждому виду скважин, в зависимости от их назначения, присущи свои основные показатели.

Организация (предприятие)	Буровая установка (станок) _____ Двигатель (тип, мощность) _____ Буровой насос _____ Вышка (мачта), ее высота, м _____
Проектная глубина скважины, м	Труборазворот _____ Длина свечи, м _____
Угол наклона к горизонту, град.	Элеватор (тип) _____ Бурильные трубы _____

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД (ГТН) НА БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ НА ТВЕРДОЕ ПОЛЕЗНОЕ ИСКОПАЕМОЕ

Скважина № _____

Геологическая часть					Техническая часть						Талева оснастка	Осложнения в скважине и ликвидация		
Характеристика горных пород					Буровой инструмент		Режим бурения							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

1. Номер слоя пород
2. Проектная геологическая колонна
3. Мощность слоя, м
4. Проектная характеристика пород
5. Категория пород по буримости
6. Жесткая конструкция скважины
7. Тип породоразрушающего инструмента, его диаметр, мм
8. Тип колонкового набора, длина, м, и внешний диаметр, мм, колонковой трубы
9. Осевая нагрузка, кН
10. Частота вращения, мин⁻¹
11. Расход очистного агента, л/мин
12. Талева оснастка
13. Возможные осложнения в скважине
14. Интервал глубины осложнений, м
15. Метод и средства ликвидации осложнений

Рис. 18.1. Бланк ГТН на бурение скважины
на твердое полезное ископаемое

Организация _____ Буровая установка _____
 Проектная глубина скважины, м _____ Буровой насос _____
 Скважина начата _____ Бурильные трубы _____
 Скважина окончена _____ УБТ _____
 Скважина сдана в эксплуатацию
 с дебитом, м³/ч _____

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД НА СООРУЖЕНИЕ ВОДОЗАБОРНОЙ СКВАЖИНЫ

Геологическая часть							Техническая часть										
№	Геологический разрез (колонка)	Порода (краткая характеристика)	Мощность слоя, м			Категория пород по буримости	Статический уровень (от поверхности), м	Понижение при откачке, м	Конструкция скважины	Тип, диаметр породоразрушающего инструмента, мм	Режимы бурения			Очист-ной агент		Тампонирующее	Примечание
			от	до	всего						Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, мин ⁻¹	Расход очистного агента, л/мин	Вид очистного агента	Обработка реагентами		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Рис. 18.2. Бланк ГТН на сооружение водозаборной скважины

Так, при бурении разведочных скважин на твердые ПИ особое внимание уделяется контролю количества и качества выхода керна; при бурении инженерно-геологических скважин дополнительно тщательно контролируются сохранение естественной влажности керна, качество проведения процессов зондирования, прессиометрии и штампования, а также исследований гидрогеологических

характеристик ГП и лабораторных исследований несущих способностей грунта.

Для разведочно- и эксплуатационно-фильтрационных скважин (гидрогеологические, нефтегазовые, геотехнологические) контролируемые являются процессы изменения статического и динамического уровня, показатели количества и качества ПИ, фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов, качество цементирования обсадных колонн и др.

При сооружении эксплуатационно-технических скважин особое внимание обращается на прочность буронабивной сваи, надежность ее связи со стенками скважины.

18.3. Ликвидация скважин

После завершения бурения (эксплуатации) производят **ликвидационное тампонирование скважины**, заключающееся в заполнении ее ствола глиной, цементным или густым глинистым раствором. Цель ликвидационного тампонирования — недопущение циркуляции подземных вод по стволу скважины.

В тех случаях, когда скважина закреплена обсадными трубами, их извлечение является обязательным. Скважины, вскрывшие несколько водоносных горизонтов с различными химико-геологическими характеристиками, ликвидируют путем установки *разделительных мостов* в интервалах водоупорных слоев, разделяющих водоносные горизонты. Мосты устанавливают на интервалах 10–15 м выше кровли и ниже подошвы водоносных пластов; их число равно числу водоносных горизонтов. Материал моста (цементный камень) при длительном пребывании в минерализованных водах не должен терять водонепроницаемости и прочностных характеристик, а также не должен подвергаться коррозии. Промежутки между мостами заполняют вязким глинистым раствором. Для повышения сцепления цементного камня с горными породами целесообразно непосредственно перед установкой мостов удалять глинистую корку со стенок скважины.

По виду тампонажного материала различают следующие виды тампонирования.

Тампонирование глинистым раствором производят при ликвидации скважин, не вскрывших водоносные горизонты.

Ликвидационное *тампование глиной* применяется только в сухих и с безнапорными водными горизонтами скважинах небольшой глубины. Тампонажный материал готовится из вязкой глины с содержанием песка не более 5–6 %. Глину слегка замачивают, тщательно перемешивают и освобождают от твердых частиц. Влажность тампонажного материала должна быть минимальной, чтобы сохранялась способность к набуханию.

Тампонажный материал можно забрасывать в скважину или доставлять на забой при помощи колонкового набора.

В первом случае вручную готовят шарики из глины, которые и забрасывают в скважину. После заполнения скважины глиняными шариками на высоту 1,0–1,5 м производят их трамбовку в стволе.

Во втором случае из густого глинистого теста с помощью глинопресса или вручную готовят цилиндры, которые опускают на забой скважины в длинной колонковой трубе. Затем, приподняв колонковую трубу на 1,0–1,5 м над забоем, их впрессовывают с помощью насоса водой под давлением обычно 1,0–1,5 МПа. Для надежности каждую порцию тампонажной глины уплотняют металлической трамбовкой.

Для ликвидации скважины, пройденной в скальных и полускальных породах, применяют *тампование цементным раствором*. Скважина, пробуренная с использованием глинистого раствора, перед тампованием разглинзуется. Цементный раствор нагнетают насосом через бурильные трубы, размещенные над поверхностью забоя. По мере заполнения скважины цементным раствором бурильные трубы поднимают.

Проводят также ликвидационное *тампование отверждаемым глинистым раствором* (ОГР), который получают введением в глинистый раствор фенолформальдегидных смол с отвердителями. Сразу после приготовления вязкость ОГР незначительно отличается от вязкости исходного глинистого раствора. Однако затем, в отличие от цементных растворов, она быстро и равномерно возрастает, и жидкость переходит в твердое состояние. Недостаток ОГР — токсичность отвердителей.

После ликвидационного тампования на устье скважины устанавливают репер — отрезок обсадной трубы с цементной пробкой, на котором указаны номер скважины, ее глубина, название организации, проводившей бурение, и дата окончания работ.

Литература

1. Бурение скважин различного назначения: учеб. пособие / Н.И. Сердюк [и др.]. М. : РГГРУ, 2007. 624 с.
2. Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.И. Шацов [и др.]. М. : Гостоптехиздат, 1961. 665 с.
3. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий. М. : Недра, 2003. 352 с.
4. *Воздвиженский Б.И.* Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения / Б.И. Воздвиженский, И.П. Мельничук, Ю.А. Пешалов. М. : Недра, 1973. 240 с.
5. *Войтенко В.С.* Технология и техника бурения / В.С. Войтенко, А.Д. Смычник, С.Ф. Шемет. Минск : Юнипак, 2009. 416 с.
6. *Иванов К.И.* Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых / К.И. Иванов, В.А. Латышев, В.Д. Андреев. М. : Недра, 1987. 272 с.
7. *Киреев А.М.* Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: В 2 т. / А.М. Киреев, В.С. Войтенко. Тюмень : Экспресс, 2006. 566 с.
8. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле / В.С. Войтенко [и др.]. Минск : Юнипак, 2007. 582 с.
9. *Маккрей А.У.* Технология бурения нефтяных скважин / А.У. Маккрей, Ф.У. Коле. М. : Гостоптехиздат, 1963. 418 с.
10. *Миндели Э.О.* Разрушение горных пород / Э.О. Миндели. М. : Недра, 1975. 600 с.
11. *Михайлов Ю.В.* Строительство горных выработок специальными способами: учеб.-метод. пособие / Ю.В. Михайлов, В.Ф. Носков, В.Я. Прушак. Минск : Тэхналогія, 2005. 223 с.
12. *Спивак А.И.* Разрушение горных пород при бурении скважин / А.И. Спивак, А.Н. Попов. М. : Недра, 1994. 261 с.
13. *Сулакшин С.С.* Технология бурения геологоразведочных скважин / С.С. Сулакшин. М. : Недра, 1973. 320 с.
14. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах / В.М. Шенберг [и др.]. Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. 594 с.

По вопросам приобретения книг обращайтесь:

Республика Беларусь

ООО «Новое знание»
220050, а/я 79, Минск,
пр. Пушкина, д. 15а
Тел./факс: (10-375-17) 211-50-38
E-mail: nk@wnk.biz
<http://wnk.biz>

Российская Федерация

Отдел оптовых продаж «ИНФРА-М»:
127282, Москва, ул. Полярная, д. 31в, стр. 1
Тел. (495) 380-4260; факс (495) 363-9212
E-mail: books@infra-m.ru
Отдел «Книга—почтой»:
Тел. (495) 363-4260 (доб. 232, 246)

Учебное издание

Высшее образование: Бакалавриат

Войтенко Владимир Сергеевич
Смычник Анатолий Данилович
Тухто Андрей Андреевич
Шемет Сергей Федорович

Технология и техника бурения

В 2 частях

Часть 2. Технология бурения скважин

Учебное пособие

Ведущий редактор	С.В. Исаенко
Редактор	А.П. Чернякова
Художник обложки	С.В. Ковалевский
Компьютерная верстка	Л.В. Ковальчук
Корректор	Л.К. Мисуно

Оригинал-макет подготовлен ООО «Новое знание»

Подписано в печать 25.02.2013.
Формат 60×90 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Гарнитура Петербург.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 39,0. Уч.-изд. л. 35,12.
Тираж 900 экз. Заказ №

ТК 213800-12360-250213

Общество с ограниченной ответственностью «Новое знание».
ЛИ № 02330/0552555 от 08.04.2009.
Пр-т Пушкина, д. 15а, комн. 16, Минск, Республика Беларусь.
Почтовый адрес: а/я 79, 220050, Минск, Республика Беларусь.
Телефон/факс: (10-375-17) 211-50-38
E-mail: nk@wnk.biz <http://wnk.biz>

ООО «Научно-издательский центр ИНФРА-М»
127282, Москва, ул. Полярная, д. 31В, стр. 1
Тел.: (495) 380-05-40, 380-05-43. Факс: (495) 363-92-12
E-mail: books@infra-m.ru <http://www.infra-m.ru>