ДЛЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

Бурение разведочных скважин

Разведка и разработка полезных ископаемых

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ВЫСШАЯ ШКОЛА»

Бурение разведочных скважин

Под общей редакцией
д-ра техн. наук, проф. Н.В. Соловьева

Допущено
Министерством образования и науки
Российской Федерации в качестве учебника
для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности
«Технология и техника разведки
месторождений полезных ископаемых»
направления подготовки
«Технологии геологической разведки»

Москва «Высшая школа» 2007

УДК 550.8
ББК 33.131
Б90

Рецензенты:
кафедра геофизики, техники разведки и бурения нефтегазовых скважин Южно-Российского государственного технического университета (НПИ), (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф., академик РАЕН *А. Я. Третьяк*);
д-р техн. наук *Н. Г. Егоров*, д-р техн. наук *В. И. Спирин*
(ФГУНИГП «Тульское НИГП»)

Б90 **Бурение** разведочных скважин. Учеб. для вузов/Н. В. Соловьев, В. В. Кривошеев, Д. Н. Башкатов и др.; Под общ. ред. Н. В. Соловьева.— М.: Высш. шк., 2007.— 904 с.; ил.

ISBN 978-5-06-005542-9

В учебнике изложены основные положения механики горных пород и методы определения их физико-механических свойств. Значительное внимание уделено описанию современных типов буровых установок, рациональных условий их применения в сочетании с прогрессивными способами бурения и эффективными типами бурового инструмента. Освещены технологические приемы тампонирования скважин, приведены сведения о видах тампонажных смесей. Дано подробное описание методов измерения свойств тампонажных смесей и промывочных жидкостей. Изложены основные положения гидроаэромеханики в бурении. Приведены сведения о бурении гидрогеологических, геотехнологических, технических и специальных скважин различного целевого назначения.

Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» и другим геологическим специальностям. Может быть полезным инженерно-техническим работникам и преподавателям.

УДК 550.8
ББК 33.131

ISBN 978-5-06-005542-9

© ФГУП «Издательство «Высшая школа», 2007

Оригинал-макет данного издания является собственностью издательства «Высшая школа», и его репродуцирование (воспроизведение) любым способом без согласия издательства запрещается.

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение объемов и качества буровых работ является основным условием заблаговременного и ритмичного наращивания запасов полезных ископаемых для обеспечения сырьевыми ресурсами промышленности и сельского хозяйства. Это условие выполнимо только при государственной системе подготовки специалистов по технологии и технике разведки месторождений полезных ископаемых. Авторы учебника подготовили к изданию материал, отвечающий требованиям сегодняшнего этапа развития буровых технологий, являющихся важнейшим средством поисков и разведки всех видов полезных ископаемых. Создание такого учебника продиктовано следующим требованием — будущий специалист должен знать основные технологические процессы при бурении скважин, осуществлять их эффективное планирование и проектирование, уметь осуществить маркетинговые исследования по буровому оборудованию и инструменту, владеть и уметь составлять технологические базы для создания компьютеризированных систем проектирования, управления и регулирования буровых процессов, быть готовыми к внедрению технологий при решении задач по поискам и разведке полезных ископаемых.

Первые фундаментальные учебники по технологии и технике бурения скважин были изданы 15—20 лет назад. Обновление их произо-шло около 4—5 лет назад, и лишь отдельные учебные пособия были изданы 1—2 года назад. В последние годы произошли существенные изменения как в геологоразведочной отрасли, так и в создании буровой техники, прогрессивных технологий, технологических процессов, новых видов породоразрушающего инструмента. Кроме того, получили распространение принципиально новые технологии бурения техниче-ских скважин для дорожного, гражданского и промышленного строительства, широко внедряются техника и технология бурения технологических скважин для решения задач по добыче полезных ископаемых и выполнения региональных экологических проблем при захоронении отходов вредных производств.

Анализ состояния учебно-методической подготовки специалистов позволил сделать следующие выводы:

1. За последние годы по бурению опубликовано несколько крупных учебников, учебных пособий, справочников. Критический анализ этих изданий и отзывов на них со стороны как учебных, так и производственных организаций убедил авторов по-новому подойти к структуре и содержанию данного учебника.
2. При существенном сокращении буровых работ значительно расширилась область их применения, что потребовало введения в учебник новых разделов.
3. В учебнике представлены проверенные практикой буровых работ современные отечественные технологии, в основном соответствующие мировому уровню.

4. Учитывая возрастающее проникновение на отечественный рынок зарубежных технологий, в учебнике приводятся материалы по сопоставлению их с лучшими отечественными, что дает объективную (а не рекламную) информацию об их эффективности.

Для создания учебника по технологии и технике бурения скважин по инициативе кафедры разведочного бурения РГГРУ были привлечены ведущие преподаватели вузов России и крупные специалисты геологоразведочной отрасли.

Содержание учебника полностью соответствует учебному плану специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых», а также будет полезным для геологических и экологических специальностей. Кроме того, его содержание учитывает особенности подготовки специалистов в различных вузах при изучении основного курса по бурению скважин. Предлагаемый учебник отражает современное состояние теории и практики бурения скважин различного целевого назначения.

В написании учебника принимали участие следующие авторы:

Соловьев Н. В.— введение, гл. 1, 3, 6, 10, 15, общее редактирование;

Кривошеев В. В.— подразд. 11.6; 11.7; 11.8;

Башкатов Д. Н.— гл. 2, 9;

Калинин А. Г.— подразд. 11.1; 11.2; 11.3; 11.4; 11.5; 13.4;

Власюк В. И.— гл. 3; 13; 15; подразд. 2.3;

Ганджумян Р. А.— гл. 4, 7, подразд. 3.6;

Осецкий А. И.— гл. 3, подразд. 10.3;

Башкатов А. Д.— гл. 9;

Горшков Л. К.— подразд. 3.2;

Назаров А. П.— гл. 12;

Куликов В. В.— гл. 5; подразд. 6.6; 8.6;

Хромин Е. Д.— гл. 14;

Бронников И. Д.— гл. 2;

Тунгусов А. А.— гл. 8;

Базанов Л. Д.— гл. 8;

Николаев Н. И.— гл. 10;

Киселев А. Т.— подразд. 2.3;

Лачинян Л. А.— гл. 7;

Сердюк Н. И.— гл. 9;

Брылин В. И.— гл. 13; подразд. 2.3.;

Кукес А. И.— подразд. 3.4; 3.5;

Храменков В. Г.— гл. 14.

За поддержку и издание учебника авторы выражают глубокую благодарность ректору Югорского государственного университета проф. Ю. И. Реутову, а также будут признательны за все замечания, направленные по данному учебнику.

ГЛАВА 1
ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН

Бурение скважин — это совокупность работ по проведению в горных породах выработок круглого сечения, выполняемых с помощью специальных технических средств (буровыми установками и инструментами) без доступа человека внутрь этих выработок.

Буровая скважина — горная выработка в массиве горных пород, осевая протяженность которой значительно превышает ее поперечные размеры (диаметр) и в которой отсутствуют и не предусмотрены условия жизнеобеспечения. Поэтому при выполнении любых работ в скважине обслуживающий персонал (члены буровой бригады) находится вне выработки. В этом состоит принципиальное отличие скважины, например, от шахтного ствола, который тоже может сооружаться в результате буровых работ и в дальнейшем оборудуется средствами жизнеобеспечения.

Диаметр буровых скважин изменяется от 16 до 1500 мм, а в некоторых случаях, например при бурении под шахтных стволов,— до 8—10 м. Естественно, что при бурении разведочных скважин бурение осуществляют гораздо меньшим диаметром с целью уменьшения массы буровых установок и инструмента, увеличения скорости бурения и удешевления работ на разведку.

Буровая скважина состоит из следующих элементов (рис. 1.1): устья *1* — начало скважины, т. е. место пересечения ее с земной поверхностью; забоя *2* — дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу; боковых поверхностей *3*; обсадных колонн *4* — колонны соединенных между собой обсадных труб, концентрически расположенные в скважине и предназначенные для крепления ее стенок, причем стенки скважины сложены из устойчивых пород, то в скважину обсадные колонны не спускаются; ствола *5* — пространство в недрах земли, занимаемое буровой скважиной; оси ствола *6* — воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины.

Разрушение горной породы происходит по кольцевому забою *8* с образованием керна *7*.

По способу разработки забоя бурение скважин делят на бескерновое (сплошное) и колонковое. При *бескерновом бурении* горная порода разрушается по всей площади забоя; при *колонковом* — горная порода разрушается по кольцевому забою с сохранением керна.

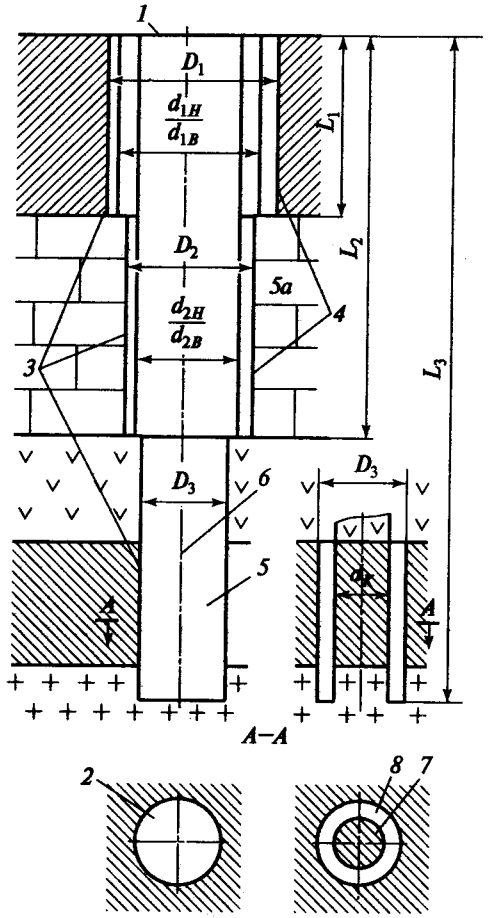


Рис. 1.1. Элементы буровой скважины:

D_1, D_2, D_3 — диаметры интервалов скважины; $d_{1н}$, $d_{1в}$, $d_{2н}$, $d_{2в}$ — диаметры обсадных труб, наружные и внутренние; $d_к$ — диаметр керна; L_1, L_2 — глубины обсаженных интервалов скважины; L_3 — общая глубина скважины

Керн — колонка породы, образующаяся в результате кольцевого разрушения забоя скважины. От слова «колонка» произошло и наименование колонкового бурения. Керн после выбуривания отрывают от забоя, поднимают на поверхность с целью его исследования геологами, составления геологического разреза и изучения элементарного состава породы для последующего подсчета запасов данного месторождения.

Пространственное положение буровой скважины в недрах земли определяется следующими факторами:

— координатами центра устья скважины x, y, z;

— направлением бурения;

— зенитным углом (или углом наклона) скважины;

— азимутом скважины;

— глубиной.

По направлению буровые скважины подразделяют на следующие типы:

— вертикальные — направленные вертикально вниз;

— наклонные — направленные вниз под острым углом к вертикали;

— горизонтальные — направленные горизонтально;

— восстающие-вертикальные — направленные вверх по вертикали (из горных выработок);

— восстающие наклонные — направленные вверх под острым углом к вертикали вверх.

1.1. Классификация буровых скважин по целевому назначению

По целевому назначению буровые скважины подразделяют на три основные категории: геологоразведочные, эксплуатационные и технические.

Первая категория — геологоразведочные скважины, проводимые для изучения месторождений полезных ископаемых или с целью изучения геологического строения определенного района. Геологоразведочные скважины в зависимости от целевого назначения бывают следующими:

1. *Картировочные скважины* бурят при проведении геологической съемки с целью обнажения коренных пород, по которым ведется геологическое картирование, в районах, где эти породы скрыты слоем наносов.

2. *Поисковые* — бурят с целью определения наличия или отсутствия в данном районе того или иного полезного ископаемого.

3. Разведочные — бурят с целью оконтуривания и определения запасов полезного ископаемого на данном месторождении.

4. *Гидрогеологические* — бурят с целью изучения подземных вод, условий их залегания, определения возможного дебита и химического состава.

5. *Артезианские* — являются разновидностью гидрогеологических скважин, пробуренных на напорные пластовые воды. Свое название они получили от древнеримского «Артезия» — провинции во Франции, которая теперь именуется провинцией Артуа. В 1126 г. в этой провинции была пробурена первая в Европе буровая скважина на самоизливающуюся воду. Однако подобные скважины и колодцы были известны еще в глубокой древности в Китае и Египте.

6. *Инженерно-геологические* — бурят для вскрытия верхних горизонтов земной коры с целью составления геологического разреза, испытаний физико-механических свойств грунтов в скважине и отбора образцов грунтов с ненарушенной структурой для определения их свойств

в лабораторных условиях для нужд промышленного и гражданского строительства.

7. *Сейсмические* — бурят при сейсмической разведке для проведения подземных взрывов, в результате которых с помощью сейсмографов определяют глубину и углы падения пластов.

8. *Параметрические* — бурят с целью измерения параметров геофизических свойств горных пород и температуры в условиях естественного залегания пород и изучения глубинного строения возможных зон нефтегазонакопления.

9. *Структурные* — бурят с целью изучения геологических структур и элементов залегания (мощности, углов падения и простирания) пластов пород, для контроля и уточнения данных геологических и геофизических съемок.

10. *Опорные* — бурят в пределах площадей, геологическое строение которых не освещено бурением, для геологической съемки, поисков, регионального изучения глубинного геологического строения, изучения рудоносности или нефтегазоносности глубоких горизонтов.

Вторая категория — эксплуатационные скважины, буримые для извлечения из недр жидких (вода питьевая, минерализованная, нефть), газообразных и некоторых твердых полезных ископаемых. Сюда относятся:

1. *Водозаборные скважины* для водоснабжения городов, промышленных предприятий, курортов, сельского хозяйства, железнодорожного транспорта и др.

2. *Нефтяные и газовые* — для добычи нефти и газа.

3. *Скважины подземной газификации угля* для получения горючих газов путем неполного сгорания угля непосредственно в массиве угольного месторождения; получаемые газы используются как топливо или сырье в химической промышленности.

4. *Скважины для добычи рассолов,* залегающих в коллекторах земной коры и служащих для выщелачивания из них различных солей: брома, иода и др.

5. *Геотехнологические* — бурят с целью гидродинамического разрушения горных пород, содержащих полезные ископаемые, или с целью нагнетания в скважину растворов кислот, растворяющих минералы полезного ископаемого с последующим выносом его на поверхность.

Третья категория — технические скважины, проводимые для различных технических целей.

1. *Взрывные скважины* для размещения в них зарядов взрывчатого вещества с целью отделения полезного ископаемого или породы от массива при производстве взрыва на открытых или подземных горных работах. *Шпурами* называют взрывные скважины малых размеров: диаметром от 30 до 60 мм и глубиной до 5 м.

2. *Стволы шурфов и шахт,* пройденные в горных породах бурением.

3. *Скважины для замораживания грунтов,* пробуриваемые по кольцу вокруг ствола будущей шахты для замораживания водоносных пород перед проходкой шахтного ствола и устранения тем самым затопления водой шахты во время ее прохождения и возведения водоупорного крепления. Замораживание водоносных пород при этом осуществляют путем спуска труб в пробуренные скважины и циркуляции по этим трубам холодильных растворов.

4. *Скважины для укрепления грунтов* при строительстве путем нагнетания в трещиноватые породы цементного раствора, различных смол или жидкого стекла.

5. *Водопонизительные,* или *дренажные, скважины* предназначены для дренажа, т. е. осушения карьера, месторождения или участка под строительство путем снижения уровня подземных вод.

6. *Водоспускные* — для спуска воды из одного подземного горизонта в другой при осушении горных выработок, а иногда и целых водоносных пластов.

7. *Нагнетательные* — служат для организации нагнетания воды, воздуха или нефтяного газа в оконтуриваемую зону нефтяной залежи с целью оказать давление на нефть и улучшить приток нефти в этой залежи к эксплуатационной скважине.

8. *Внутрипластовые* — буримые из подземных выработок по пластам с целью их дегазации и обеспыливания угля при его выемке путем нагнетания воды через внутрипластовые скважины в угольный пласт для его увлажнения.

9. *Вспомогательные* — для вентиляции выработок, прокладки трубопровода с целью подачи сжатого воздуха от компрессора на земной поверхности к пневмомашинам, в горных выработках для спуска лесоматериалов, применяемых для крепления, тушения подземных пожаров и др.

Скважины специального назначения, которые бурятся для выполнения следующих задач:

- захоронение отходов вредных производств: токсичных, ядерных и т. п.;
- создание фундаментов, оснований, закрепление грунтов в котлованах и при строительстве транспортных магистралей и развязок за счет применения буровых технологий: буро-набивные и шпунтовые сваи, стена в грунте, игло-фильтры в скважинах для водопонижения и др.;
- сооружение скважин-каналов для трубопроводов и инженерных коммуникаций и т. п.;
- решение экологических проблем за счет мониторинга химического состава почв и грунтов в пределах крупнейших мегаполисов.

Целевые назначения буровых скважин могут объединяться либо изменяться во время производства буровых работ. Например, опорная скважина может объединять целевые назначения поисковой, структурной и параметрической скважин; поисковая или разведочная скважина на воду, нефть или газ может стать эксплуатационной и т. п.

В соответствии с классификацией буровых скважин по целевому назначению существуют следующие разновидности бурения скважин: разведочное, эксплуатационное и техническое.

1.2. Классификация способов бурения скважин

По принципам разрушения горной породы бурение скважин может осуществляться следующими способами, принципиально отличающимися по своей физической природе.

Механическое бурение, или **бурение скважин породоразрушающими инструментами,** при котором разрушение горной породы осуществляется механическим воздействием породоразрушающего инструмента на породу забоя.

Достоинства механического бурения:

— возможность отбора натуральных образцов пород для составления геологического разреза и для их всестороннего изучения;

— благоприятные условия для вскрытия и исследования водоносных и нефтегазоносных горизонтов;

— возможность бурить скважины в заданном направлении.

Благодаря перечисленным достоинствам механическое бурение породоразрушающими инструментами получило повсеместное практическое применение.

Недостатки механического бурения:

износ рабочих элементов породоразрушающих инструментов, приводящий к необходимости его замены; этот недостаток привел к поиску других физических «бездолотных» способов разрушения горных пород при бурении;

низкий коэффициент использования энергии, уменьшающийся с увеличением глубины скважины, если двигатель расположен на поверхности земли; этот недостаток привел к созданию забойных двигателей (турбобуров, электробуров), у которых двигатель установлен в скважине над породоразрушающим инструментом.

Механическое бурение породоразрушающими инструментами имеет много разновидностей. Их появление и развитие обусловлены теми задачами, которые ставились перед бурением скважин в данных геолого-технических условиях.

Гидродинамическое бурение, при котором разрушение горной породы осуществляется высоконапорной струей жидкости путем разрушения или растворения породы забоя. Известны две разновидности гидродинамического бурения:

а) струя полностью разрушает забой и формирует ствол скважины. При этом для разрушения пород давление струи должно быть от 20 до 200 МПа, в зависимости от твердости породы. Способность струи разрушать породу возрастает при эрозионном и гидромоторном ее разрушении, когда в водяную струю вводят абразивный материал (стальную дробь, кварцевый песок) в концентрации от 5 до 15 % по объему;

б) водяная струя частично разрушает и размягчает породу забоя, ствол скважины формируется долотом, имеющим гидромониторные насадки, увеличивающие скорость выхода струи. Эта разновидность получила практическое применение при бескерновом бурении гидромониторными долотами в мягких и рыхлых породах.

Термическое (огневое или **огнеструйное) бурение,** при котором разрушение горной породы происходит путем высокотемпературного теплового воздействия на породу. Высокая температура (около 2300 °С) создается при сгорании струи керосина в струе кислорода, выходящих из сопел огнеструйной горелки, опускаемой в скважину на трубах. Горелка охлаждается водой.

Свободному расширению нагретых участков породы забоя препятствует противодействие ненагретых. Поэтому в породе возникают термические напряжения, вызывающие отслаивание от массива чешуек ее, которые выносятся отработанными газами и паром из зоны действия горелки вверх. Отсос из скважины газов и пара осуществляется вентилятором. Огневое бурение применяют для бурения взрывных скважин. Станки для огневого бурения проходят скважины диаметром от 160 до 250 мм на глубину от 8 до 50 м. Производительность огневого бурения в кварцитах около 30 м/смену вместо 3—3,5 м/смену станками ударно-канатного бурения. При геологоразведочных работах термическое бурение не применяют.

Термомеханическое бурение предусматривает ослабление прочности пород местным нагревом с последующим разрушением их обычным инструментом вращательного бурения.

Электротермическое бурение применяют в условиях Антарктиды для расплавления льда электронагревателями. Электротермобур приспособлен для бурения скважины во льду глубиной до 1000 м диаметром и до 300 мм с получением выхода керна льда до 100 %; мощность нагревателя до 8 кВт. Снаряд имеет насос для откачки воды, образующейся при расплавлении льда.

Взрывное бурение разработано А. П. Островским. При взрывном бурении разрушение горной породы забоя осуществляют под действием направленного взрыва. При ампульном взрывном бурении ампулы из пластмассы, заполненные компонентами взрывчатого вещества, через равные промежутки времени подаются к забою по трубам в потоке нагнетаемой промывочной жидкости.

При ударе о забой срабатывает взрыватель и ампула взрывается. Разрушенная в результате взрыва порода выносится струей промывочной жидкости с забоя на поверхность. Взрывным бурением пробурена скважина глубиной до 2800 м в осадочных породах с подачей зарядов 300 шт./ч. Вследствие гидростатического давления, создаваемого столбом жидкости на забой скважины, эффективность единичного взрыва уменьшается с глубиной. Взрывное бурение находится в стадии экспериментов и практического применения пока не получило.

Электрофизические способы бурения объединяют группу методов, в основе которых лежит применение электрического тока для прямого разрушения горных пород. К ним относят:

электрогидравлический эффект, открытый Л. А. Юткиным,— явление, заключающееся в создании импульсного высоковольтного разряда (искры) в воде; электрическая искра имеет определенный объем;

она возникает мгновенно и с большой силой раздвигает жидкость, вызывая гидравлический удар, разрушающий породу;

электроимпульсный метод разработан проф. А. А. Воробьевым. При этом методе скважину заполняют жидкостью (например, трансформаторным маслом), элекрическое сопротивление которой превышает электрическое сопротивление породы. К забою плотно прижимают два электрода и подают ток высокого напряжения, который проходит через породу. Электрический пробой сопровождается эффективным разрушением породы.

Были предложены и другие физические способы разрушения горных пород для бурения скважин (ультразвуковой, плазменный, лазерный), находящиеся еще на стадии экспериментов.

ГЛАВА 2

РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Процесс разрушения горных пород при бурении является сложным диффузным процессом, в котором задействовано большое число факторов технического характера. Подавляющее число факторов имеет стохастическую природу,— это относится как к показателям механических и технических свойств горных пород, так и к режимным параметрам. Многие факторы коррелированы между собой и с различной степенью воздействуют на выходные критерии: механическую скорость бурения, скорость износа рабочих органов, удаление продуктов разрушения пород и др.

Указанные обстоятельства существенно затрудняют всестороннюю оценку процесса разрушения горных пород при бурении, требуют оптимального сочетания использования аналитических, экспериментальных и модельных методов. В последние годы в зону практического рассмотрения и решения поставленной проблемы помимо традиционных методов теории упругости и пластичности, физики твердого тела, технической термодинамики, гидравлики внедряются новые методы, основанные на рассмотрении процессов с позиции системного подхода и системного анализа, триботехники и энтропийного подхода.

Весомый вклад в развитие отдельных разделов теории и практики разрушения горных пород при бурении внесли отечественные исследователи Н. И. Глушков, Н. С. Успенский, Л. А. Шрейнер, В. С. Федоров, Н. Н. Шацев, Е. Ф. Эпштейн, В. В. Царицын, И. А. Остроушко, А. И. Спивак, Е. В. Александров, Р. Н. Шищенко, Б. И. Воздвиженский, В. С. Владиславлев, А. Ф. Алимов, С. С. Сулакшин, А. Ф. Егоров, В. В. Симонов, Р. М. Эйгелес, Д. Н. Башкатов, Б. Н. Кутузов, Б. А. Катанов, В. Б. Соколинский, Л. К. Горшков, Б. В. Байдюк, В. Ф. Чихоткин, Г. А. Блинов и др. Из зарубежных исследователей — Х. Вутс, Е. Гале, Х. Фулертон, Д. Ламус, В. Мауэр и др. Зарубежные исследования в отличие от отечественных характеризуются большей практической направленностью; ведущие зарубежные фирмы основное внимание уделяют качеству и более широкой номенклатуре выпускаемой продукции.

В настоящее время в практике бурения главным образом используют механические способы разрушения в комбинации с гидродинамическим воздействием струи бурового раствора на породу. В относительно небольших объемах применяют огневое бурение для сооружения взрывных скважин в крепких породах на карьерах. Физические

способы разрушения горных пород при бурении по существу не используются. Взрывное, эрозионное, кавитационное, ультразвуковое, гидродинамическое и другие способы в свое время прошли широкую апробацию как у нас в стране, так и за рубежом. Однако они оказались неконкурентоспособными с механическим способом и поэтому не получили практического использования.

Разрушение горных пород тесно связано с двумя другими технологическими процессами: удалением продуктов разрушения породы из призабойной зоны и охлаждением рабочих элементов породоразрушающего инструмента. Несвоевременное удаление продуктов разрушения породы с забоя не только затрудняет взаимодействие породоразрушающего инструмента со свежей породой, снижая скорость бурения, но и приводит к дополнительному износу инструмента.

Не менее важно охлаждать рабочие органы инструмента, не допуская их перегрева. При температурах более 500—600 °С возможно ослабление металла пайки твердого сплава и снижение прочностных характеристик твердого сплава.

Особенно важно поддерживать оптимальный температурный режим при алмазном бурении. Нагрев алмаза до 400—600 °С снижает износостойкость алмаза примерно в два раза. При температуре более 1000—1100 °С возможен переход алмаза в графит и так называемый прижог алмазной коронки.

Основной вклад в создание эффективных породоразрушающих инструментов и технологии их использования в различных условиях внесли отраслевые НИИ и заводы-изготовители: Институт горного дела им. А. А. Скочинского, Всероссийский институт буровой техники, Специальное конструкторское бюро Министерства природных ресурсов, Всероссийский научно-исследовательский институт техники разведки, Государственное научно-исследовательское геологическое предприятие (ТулНИГП), Терекский завод алмазного инструмента, Институт сверхтвердых материалов Национальной академии наук (Киев), Верхне-Сергинский, Волжский, Саратовский и другие долотные заводы.

2.1. Горные породы

Горные породы — природные минеральные образования, состоящие из однородных или разнородных породообразующих минералов, связанных между собою силами молекулярного взаимодействия, цементирующим веществом или несвязанных.

По происхождению все горные породы подразделяют на три основные группы:

- √ изверженные, или магматические (глубинные и излившиеся);
- √ осадочные (механические, химические, органические осадки);
- √ метаморфические, образовавшиеся в результате изменения магматических или осадочных пород под действием больших давлений и температур.

Изверженные, или *магматические,* породы образовались из расплавленной магмы. При застывании магмы на глубине образовываются интрузивные горные породы, а при застывании на поверхности — эффузивные породы. Наиболее важным минералом в составе магматических пород является окись кремния (кремнезема) — SiO_2 и окись алюминия (глинозем) Al_2O_3. Содержание кремнезема определяет состав горных пород (табл. 2.1).

Таблица 2.1. **Содержание кремнезема в горных породах**

Группа горных пород	Содержание кремнезема, %	Характерные представители пород
Ультраосновные	Менее 45	Дуниты, пироксениты, пиродониты, оливины, кимберлиты
Основные	45—52	Габбро, диабазы, базальты и др.
Средние	52—65	Сиениты, андезиты, диориты, плагиоклазы и др.
Кислые	Более 65	Граниты, кварцевые порфиры, гранодиориты, пегматиты, риолиты и др.

Большое значение имеет генезис горных пород. Например, диориты — глубинные образования, состоящие из плагиоклаза и примесей амфибола, биотита или пироксена. Андезиты и порфиры являются их излившимися аналогами. Сиениты относятся к глубинным горным породам, а их излившиеся аналоги образуют трахиты и кератофиты.

Кислые породы, а также их излившиеся аналоги: липариты, кварцевые породы, дациты и пегматиты,— относятся к глубинным породам (граниты, гранодиориты и др.). В этих породах преобладает значительное содержание кремнезема, в незначительном количестве в них присутствует биотит, амфибол и пироксен. В гранодоритах содержание кварца снижается.

Осадочные горные породы образовались в результате переотложения на дне морей, рек или на поверхности Земли продуктов разрушения коренных горных пород. *Обломочные* породы — продукт механического разрушения материнских пород. *Глинистые* породы состоят из мягких минеральных частиц менее 0,01 мм. Образование этих пород связано с химическим расщеплением магматических горных пород. Главные составные части этих пород — кремнезем и глинозем, а наиболее распространенные минералы — гидрослюды, каолинит и монтмориллонит. Сильно уплотненными глинистыми породами являются аргиллиты.

Химические и *биохимические* горные породы образовались в результате сложных химических и биохимических реакций. К ним относят: алюминиевые — бокситы; фосфатные — фосфориты; кремнистые — железистые; карбонатные — известняки, мергелит, доломиты; галоидные — галиты; сульфатные — гипс, ангидрит; каустобиолиты — торф, каменные угли, нефть, горючие сланцы, озокерит, газы.

Метаморфические горные породы образовались в результате воздействия огромного давления и высокой температуры на исходную

горную породу, а также в результате привноса в исходную породу высокомагматических газов и водных растворов. Метаморфические горные породы отличаются от исходных магматических и осадочных пород текстурно-структурными свойствами, минералогическим составом, прочностными свойствами и т. д.

Высокая температура обусловливает перекристаллизацию исходной породы, а высокое давление — сланцеватость. В метаморфических породах присутствуют дополнительно специфические минералы: хлориты, тальк, гранит, серицит и др.

Наиболее распространенные метаморфические горные породы:

- глинистые сланцы — образовались при уплотнении глин;
- хлоритовые сланцы — образовались вследствие метаморфизма основных и ультраосновных пород;
- мраморы — продукт метаморфизма известняков;
- зеленые сланцы — продукт метаморфизма основных и ультраосновных пород;
- измененные пески и песчаники — кварциты;
- амфиболиты — образуются при метаморфизме средних и основных магматических пород;
- гнейсы — сильно метаморфизованные осадочные породы (парагнейсы) или магматические породы (ортогнейсы);
- роговики — продукт изменения песчано-глинистых пород;
- скарны — возникают при взаимодействии силикатных и карбонатных пород с магматическими растворами.

Все горные породы по степени связности подразделяются на скальные, связные, рыхлые (сыпучие), текучие.

Скальные породы вследствие содержания кварца характеризуются высокой твердостью и абразивностью. После разрушения молекулярных сил сцепления между минеральными частицами порода разрушается и в дальнейшем не восстанавливается. Скальные породы могут быть монолитными и трещиноватыми. Стенки скважин, пройденных в монолитных скальных породах, устойчивы, в то время как в сильно трещиноватых породах требуют закрепления.

Связные породы (глины, суглинки, мел, бокситы) состоят из глинистых минералов или частиц обломочных пород, связанных преимущественно глинистыми минералами. Они состоят из глинистых минералов или частиц обломочных пород, связанных преимущественно глинистыми минералами.

Рыхлые (сыпучие) породы состоят из несвязанных между собой частиц различного размера и формы (пески, гравий, галька, валуны, щебень). Стенки скважин, пройденных в таких породах, неустойчивы и требуют закрепления.

Плывучие породы (плывуны) состоят из водонасыщенных песчано-глинистых пород (песок, супеси). Отличительной особенностью данных пород является их способность расплываться; под влиянием горного давления они способны подниматься по стволу скважины.

Горные породы могут находиться в сезонно-мерзлом и многолетнемерзлом состояниях. В восточных и северных районах России мощности мерзлых пород измеряются сотнями метров, а температура достигает — 7—12 °С. Обломочные водонасыщенные рыхлые и слабоцементированные горные породы при замерзании и оттаивании резко изменяют свои свойства: при замерзании цементируются льдом и отличаются относительно высокой прочностью ($\sigma_{сж} < 2{,}5$ МПА) и непроницаемостью. При оттаивании порода переходит в состояние увлажнения. Прочность песчано-глинистых мерзлых пород выше, чем немерзлых.

Структура горных пород — внутреннее строение породы, определяемое группой признаков: формой и размером зерен, взаимным соотношением породообразующих минералов и цемента осадочных пород.

Главнейшими структурами являются: полнокристаллическая, или зернистая (гранит), порфировая, или неравномерно зернистая (порфирит), стекловатая, обломочная (песчаник).

Зернистость является одним из важнейших признаков структуры пород и определяется размером зерен. Магматические породы подразделяют на грубозернистые с размером зерен более 10 мм, среднезернистые — от 2 до 5 мм, мелкозернистые — от 0,25 до 2 мм, микрозернистые — менее 0,25 мм. При одном и том же минералогическом составе мелкозернистые породы более прочны, чем крупнозернистые. Текстура характеризуется пространственным расположением составных частей породы и их ориентировкой. Главнейшими текстурами являются: массивная, характерная для магматических пород, когда минералы расположены в породе хаотично; слоистая — для осадочных пород; сланцевая — для метаморфических пород.

Различают первичную сланцеватость, когда поверхность минералов совпадает с направлением основной слоистости, и вторичную с боковым давлением горных пород, вследствие чего порода растрескивается на пластины, не совпадающие с направлением первичной сланцеватости.

2.2. Механические и технологические свойства горных пород

Пористость пород характеризует суммарный объем пустот (каверн, трещин, пор), содержащихся в горной породе, и выраженный в долях единицы или процентах от общего объема породы.

Коэффициент пористости $K_п$ — отношение объема пор $V_{пор}$ к общему объему породы, выраженное в процентах:

$$K_п = \frac{V_{пор}}{V_{пор} + V_{ск}} 100\%, \qquad (2.1)$$

где $V_{ск}$ — объем твердого скелета породы.

Пористость ослабляет прочность горных пород. Осадочные породы обладают повышенной пористостью, например, в песках $K_п$ достигает 50—55 %, в известняках — 40—45 %. С увеличением глубины залегания пористость пород уменьшается.

Трещиноватость горных пород главным образом связана с геодинамическими процессами. Различают открытую и закрытую трещиноватость. В последнем случае трещина заполнена песчано-глинистым материалом, кальцитом и т. д. Интенсивность трещиноватости определяется размерами трещин и их числом, отнесенных к единице площади.

Гранулометрический состав породы характеризуется количественным содержанием разных по размеру зерен (в % для каждой фракции). Гранулометрический состав породы определяет ее пористость, проницаемость и капиллярные свойства. Ниже приведен гранулометрический состав обломочных горных пород.

Порода	Размер обломков, мм	Порода	Размер обломков, мм
Валуны	500—100	Песок:	
Галька (щебень):		крупный	2,0—0,5
крупная	100—50	средний	0,5—0,25
средняя	50—25	мелкий	0,25—0,1
мелкая	25—10	тонкий	0,1—0,05
Гравий:		Алеврит	0,25—0,05
крупный	10—5	Глина	0—0,005
мелкий	5—2		

Пористость и трещиноватость горных пород определяют способность пропускать через себя пластовые флюиды (жидкость, газ, ГЖС) под действием градиента давления. Большинство осадочных пород, кроме глин, аргиллитов, каменной соли, проницаемы.

Коэффициент проницаемости $K_{пр}$ оценивается в м^2:

$$K_{пр} = \frac{\mu l Q}{(P_1 - P_2)S}, \qquad (2.2)$$

где μ — динамическая вязкость, Па · с; l — длина образца, м; Q — объемный расход жидкости, P_1, P_2 — соответственно давления на входе в образец и на выходе, Па; S — площадь фильтрации.

В практике проницаемость, как правило, измеряется в дарси (Д), 1 м$^2 = 10^{12}$ Д. Проницаемость нефтяных и газовых коллекторов — от нескольких мД до 3—4 Д.

В гидрогеологии единицей измерения проницаемости считается коэффициент фильтрации $K_ф$, м/сут. Связь между коэффициентом проницаемости и коэффициентом фильтрации:

$$K_{пр} = K_ф \frac{\mu}{\gamma_ж}, \qquad (2.3)$$

где $\gamma_ж$ — удельный вес жидкости.

Для воды при температуре 26—27 °С значения $K_{пр}$ и $K_ф$ равны.

Значения коэффициента фильтрации для различных коллекторов колеблется в широких пределах.

Горная порода, $K_ф$, м/сут		Горная порода, $K_ф$, м/сут	
Песок:		Гравий	31—70
пылеватый	0,5—0,1	Галечник:	
мелкозернистый	2,0—5	мелкий	71—300
среднезернистый	6,0—15	средний	301—400
крупнозернистый	16,0—30	крупный	400—500
		Известняк трещиноватый	20—60

Плотность — отношение массы m (кг) тела к его объему V (м^3), измеряется в кг/м^3:

$$\rho = m/V. \qquad (2.4)$$

Удельный вес — отношение веса G (Н) (сила тяжести) к его объему V (м^3):

$$\gamma = G/V. \qquad (2.5)$$

В системе СИ удельный вес выражают в ньютонах на кубический метр (Н/м^3):

$$\gamma = \rho g. \qquad (2.6)$$

Плотность горных пород (ρ) варьирует в пределах от 2200 до 3000 кг/м^3, например:

Значения ρ некоторых пород, км/м^3

Алевролит	2650—2730
Ангидрид	2300—2400
Гипс	2200—2300
Глинистые сланцы	2800—3000
Глины	2620—2750
Известняк	2700—2740
Пески	2640—2680
Песчаники	2600—2880
Кремень	2460—2750

Плотность и удельный вес горной породы существенным образом определяют показатели буримости и горное давление.

Прочность и крепость горных пород, как правило, оценивается показателем прочности при разрушении образцов по схеме одноосного сжатия ($\sigma_{сж}$).

Испытания проводят на гидравлических прессах. Образцы горных пород выпиливают строго определенных размеров; поверхности, по которым происходит вертикальное нагружение, шлифуют.

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{max}}{S}, \qquad (2.7)$$

где P_{max} — вертикальная нагрузка, при которой происходит разрушение образца; S — площадь сечения образца.

Значения $\sigma_{сж}$ некоторых пород, МПа

Весьма крепкие и вязкие кварциты	294—490
Крепкие базальты, мелкозернистые граниты	235
Крепкие граниты, диабазы, диориты	216

Базальты, порфиры, амфиболиты	196
Гнейсы, сиениты, порфириты	177
Песчаники, известняки, сланцы	118—137
Мраморы, доломиты, известняки, сидериты	98
Известняки, песчаники	78,5
Гнейсы	49
Песчаные сланцы	39
Каменная соль	20—40
Каменный уголь	20

Прочность на одноосное сжатие неполно определяет прочностные свойства горных пород, особенно для условий их глубокого залегания, когда порода находится в режиме трехстороннего сжатия. Прочность горных пород в условиях трехосного сжатия выше, чем прочность, определяемая в условиях одноосного сжатия. Это обстоятельство необходимо учитывать при проектировании режимов разрушения горных пород и бурении, особенно в глубоких скважинах.

Горные породы значительно легче разрушаются при деформациях изгиба, скалывания и растяжения. Относительная прочность пород к различным видам деформации приведена в табл. 2.2.

Таблица 2.2. **Относительная прочность пород**

Горные породы	Относительная прочность пород при деформации			
	Одноосное сжатие	Растяжение	Изгиб	Скол, сдвиг
Известняк	1	0,04—0,10	0,08—0,10	0,09
Песчаник	1	0,02—0,05	0,06—0,2	0,1—0,12
Гранит	1	0,02—0,04	0,08	0,15

Наибольшее сопротивление породы оказывают сжатию. Предел прочности скола или сдвига у большинства скальных пород составляет около 10 % от предела прочности на одноосное сжатие, поэтому в скальных породах целесообразно использовать динамические способы разрушения и соответствующие типы породоразрушающих инструментов.

Горное давление (геостатическое) от выше залегающих пород передается не только в вертикальном, но и в горизонтальном направлении

$$\sigma_{xy} = \xi\sigma_z, \tag{2.8}$$

где σ_{xy} — горизонтальная составляющая горного давления; σ_z — вертикальное горное давление; ξ — коэффициент бокового распора.

В крепких горных породах $\xi = 0{,}9—0{,}7$, в глинистых — $\xi = 0{,}3—0{,}2$, в водонасыщенных песках — $\xi = 1$.

Для упруго-хрупких горных пород имеется теоретическая зависимость:

$$\xi = \mu/1 - \mu, \tag{2.9}$$

где μ — коэффициент Пуассона.

Показатель ξ определяет устойчивость горных пород, слагающих стенки скважин, против осыпей и обрушения. М. М. Протодьяконов ввел показатель — коэффициент крепости пород f:

$$f \cong \sigma_{сж}/100. \tag{2.10}$$

Коэффициент f используется для сравнительной оценки крепости горных пород, сопротивляемости разрушению и для характеристики устойчивости горных пород против их обрушения.

Под крепостью горных пород понимается ее сопротивляемость внешним усилиям при сжатии, сдвиге, изгибе и растяжении. В отличие от прочности, определяемой при различном виде деформации (сжатие, растяжение, сдвиг), крепость породы характеризует сопротивляемость породы под действием комбинации нескольких видов деформации. Для супесей, суглинков и глин $f \approx 1$.

Твердость — способность породы сопротивляться вдавливанию в нее другого, более прочного тела (индентора). Твердость характеризует прочность породы на вдавливание и зависит от состава и размеров минеральных зерен, состава цементирующего вещества, пористости, влажности, температуры, горного давления и др.

Параметр твердости достаточно полно характеризует процесс внедрения рабочих органов породоразрушающего инструмента в горную породу, вслед за внедрением или одновременно с ним происходит скалывание породы; сколоть породу после внедрения резца или алмаза легче, поэтому твердость породы при бурении является главным параметром прочности. Твердость определяется на специальной лабораторной установке (рис. 2.1); в качестве вдавливающего элемента используется металлический пуансон (штамп).

Цена деления манометра зависит от предельного давления в гидравлической системе. Например, для предельного давления 6 МПа цена одного деления равна:

$$q_0 = \frac{6}{300} = 0{,}02.$$

Для площади нижнего торца индентора, имеющего площадь $S = 26{,}4$ мм^2, цена одного деления манометра в единицах силы (Н) равна:

$$P_0 = q_0 S = 0{,}02 \cdot 26{,}4 = 52{,}8.$$

Гидравлический пресс развивает максимальное давление P, равное:

$$P = P_0 n, \tag{2.11}$$

где n — число делений; P_0 — цена одного деления.

Твердость горной породы по методу вдавливания пуансона — предел прочности породы на вдавливание — равна в Па:

$$P_ш = \frac{P_{max}}{S}, \tag{2.12}$$

где P_{max} — нагрузка в момент разрушения породы под пуансоном, Н; S — площадь сечения пуансона, м^2.

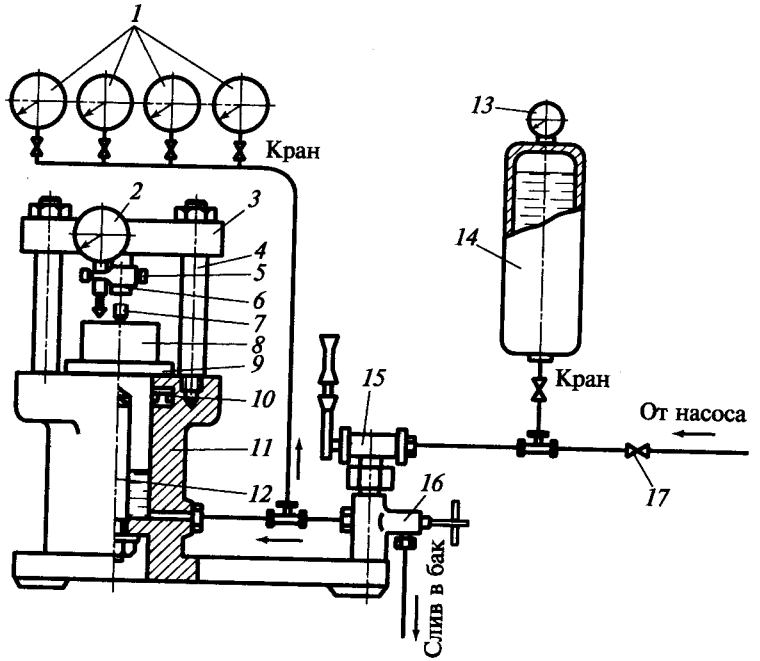


Рис. 2.1. Схема установки для определения механических свойств горных пород вдавливанием пуансона:

1 — манометры образцовые; *2* — стрелочный индикатор; *3* — траверса гидравлического пресса; *4* — колонка; *5* — оправа индикатора; *6* — упор; *7* — пуансон; *8* — образец породы; *9* — стол поршня гидравлического пресса; *10* — манжета; *11* — цилиндр гидравлического пресса; *12* — стержень направляющий; *13* — манометр технический; *14* — компенсатор давления; *15* — регулировочный кран; *16, 17* — впускной и запорный краны соответственно

Между твердостью по штампу и пределом прочности на одноосное сжатие имеется устойчивая корреляционная связь, причем определяемая прочность на одноосное сжатие ниже, чем параметр твердости. Например, для гранита предел прочности на одноосное сжатие $\sigma_{сж} = 200$ МПа, в то время как твердость $P_ш = 6000$ МПа. Для скальных пород между твердостью и пределом текучести $\sigma_т$ установлена следующая зависимость:

$$\sigma_т = 0{,}194 P_ш^{1{,}15}. \qquad (2.13)$$

Горные породы по твердости разделены Л. А. Шрейнером на три группы и двенадцать категорий (табл. 2.3).

В I группу вошли высокопластичные и сильнопористые породы (глины, аргиллиты, пористые разновидности алевролитов, суглинков, известняков, песчаников, мел), во II — преимущественно пластично-хрупкие породы (алевролиты, известняки, ангидриты, доломиты, песчаники), в III — преимущественно хрупкие, изверженные и метаморфические породы (кремни, кварциты, граниты, окремнелые известняки и доломиты, яшмы, диабазы, сиениты).

Таблица 2.3. **Твердость горных пород по штампу**

Группа пород	Категория	$P_ш$, МПа	$\sigma_т$, МПа
I Мягкие	I	<100	<40
	II	100—250	40—110
	III	250—500	110—250
	IV	500—1000	250—550
II Средней твердости	V	1000—1500	550—850
	VI	1500—2000	850—1200
	VII	2000—3000	1200—1900
	VIII	3000—4000	1900—2500
III Твердые	IX	4000—5000	2500—3500
	X	5000—6000	3500—4200
	XI	6000—7000	4200—5100
	XII	>7000	>5100

Исследования, выполненные Л. А. Шрейнером, показали, что при увеличении площади штампа от 1 до 3 мм^2 определяемая прочность уменьшается примерно на 5 %, а для штампа площадью 10 мм^2 — на 10—12 %. На основании этого сделан вывод о том, что введение поправки на масштабный фактор при измерении твердости породы необязательно. Вследствие неравномерной структуры, анизотропии и других свойств пород между твердостью $P_ш$ и сопротивлением на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$ существует связь:

$$P_ш \cong (5 \div 25)\sigma_{сж}. \qquad (2.14)$$

ВНИИБТ предложен метод определения твердости горных пород (керна, шлама) — ТТА. Твердость T определяется усилием, с которым надо прижать к породе торец игольчатого индентора, чтобы при его сдвигании в породе образовался след шириной не менее диаметра индентора (0,6 мм).

Прибор ТТА-I (рис. 2.2) состоит из двух отдельных динамометров. В нижний торец вертикального динамометра запрессован стальной упорный стержень, в качестве индентора используется стальная игла диаметром 0,6 мм. Вертикальное усилие на пластину передается через пружину. Отсчет нагрузки осуществляется по шкале корпуса и фиксатора.

Испытания на твердость производят не менее чем на шести шламинках *12*, которые отбирают из бурового шлама в процессе бурения. По классификации ВНИИБТ все горные породы по показателю твердости подразделяются на двенадцать категорий.

Деформационные свойства горных пород — свойства пород изменять свою форму под действием внешних нагрузок. Главные деформационные свойства горных пород — упругость и пластичность. Упругость и пластичность горных пород изучают на гидравлическом прессе, для чего дополнительно на упоре с помощью оправы закрепляют

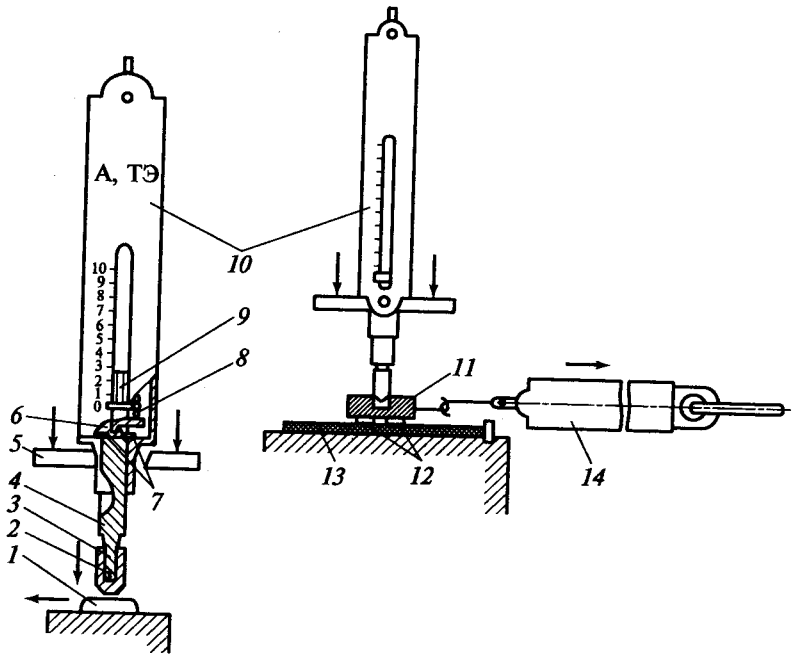


Рис. 2.2. Схема определения теста на твердость и абразивность:

1 — порода; *2* — игольчатый видентер; *3* — направляющая втулка; *4* — стержень стальной; *5, 7* — пластины упорные; *6* — вилка; *8* — пружина; *9* — фиксатор; *10, 14* — пружинные динамометры; *11* — шламодержатель; *12* — три шламники породы; *13* — стеклянная пластина

прибор — стрелочный индикатор, фиксирующий деформацию породы при вдавливании в нее пуансона (см. рис. 2.1).

В начале опыта стрелку индикатора устанавливают на нуль шкалы путем поворота циферблата. С включением насоса стол и образец поднимаются вверх, пуансон вдавливается в породу, мерительный стержень перемещает стрелку индикатора. Нагрузку на индикатор увеличивают до момента хрупкого разрушения породы. По результатам опыта строят графики деформации (рис. 2.3).

Приборы УГМП-3 и УГМП-4 позволяют автоматически вычерчивать на бумажной ленте кривую зависимости деформации породы от нагрузки.

Все горные породы, за исключением рыхлых и плывучих, в зависимости от их деформационных свойств подразделяют на три класса:

Упруго-хрупкие породы — гранит, джеспилит, сиенит, кварцит и др. В этих породах происходят только упругие деформации, завершающиеся хрупким разрушением породы под пуансоном. Пуансон внедряется на величину δ под действием осевой нагрузки P_{max} после чего происходит хрупкое разрушение породы на глубину h (рис. 2.4, *а*). Лунка разрушения существенно больше глубины погружения пуансона в породу: $h : \delta > 5$.

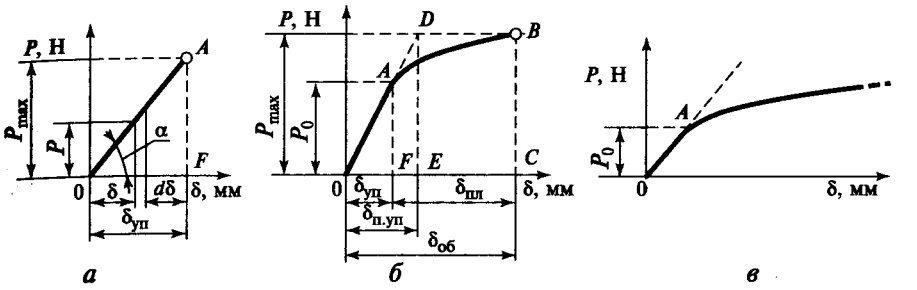


Рис. 2.3. График деформации при вдавливании пуансона:

а — для упруго-хрупких пород (кварцит); *б* — для упруго-пластичных пород (мрамор); *в* — для высокопластичных пород (каменная соль); P — нагрузка на пуансон; P_0 — нагрузка, соответствующая переходу упругих деформаций в пластические; P_{max} — нагрузка, соответствующая хрупкому разрушению породы под пуансоном; δ — упругая деформация, образовавшаяся под действием силы P в образце породы под пуансоном; $d\delta$ — приращение деформации; $\delta_{уп}$ — упругая деформация; $\delta_{пл}$ — пластическая деформация; $\delta_{п.уп}$ — полная упругая деформация с учетом накопления дополнительной упругой энергии в пластической зоне; $\delta_{об} = \delta_{уп} + \delta_{пл}$ — общая деформация; α — деформационный угол

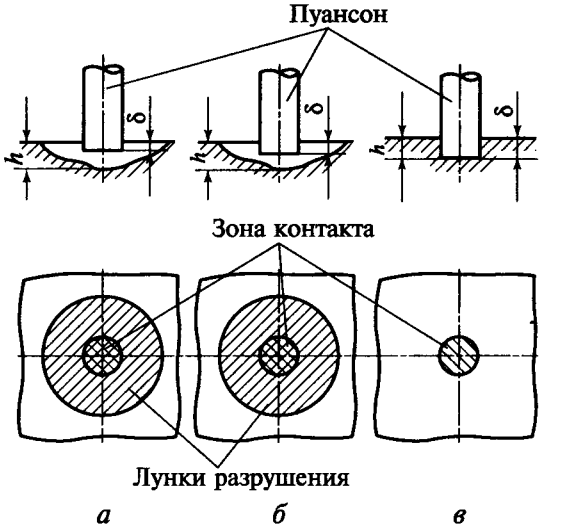


Рис. 2.4. Зоны контакта и лунки разрушения при вдавливании пуансона:

а — для упруго-хрупких пород; *б* — для упруго-пластичных пород; *в* — для высокопластичных и сильнопористых пород; δ — наибольшая деформация породы; h — глубина лунки разрушения

Упруго-пластичные породы — известняк, мрамор, песчаник и др. Эти породы характеризуются тем, что вначале происходят упругие деформации, а затем пластические, завершающиеся разрушением породы под пуансоном. При этом $h : \delta = 2{,}5—5$ (рис. 2.4, *б*).

Высокопластичные породы (каменная соль, глина и др.) и сильнопористые (пемза, пористый мрамор и др.) отличаются от двух пре-

дыдущих классов тем, что при вдавливании пуансона не происходит хрупкого разрушения (рис. 2.4, *в*).

Деформационными углами α_1 и α_2 называют углами между линиями OA' и OA'' и горизонтальной осью деформации $O\delta$. Для различных горных пород деформационные углы могут быть существенно отличны, в то время как их твердость одинакова (рис. 2.5). Следовательно, два образца горных пород при равной твердости могут иметь различные упругие свойства.

Жесткостью породы G называют отношение нагрузки P, действующей на пуансон при его вдавливании, к величине деформации породы δ:

$$G = \frac{P}{\delta} = \frac{P_{max}}{\delta_{уп}} = \operatorname{tg}\alpha. \qquad (2.15)$$

В. С. Владиславлев (1962 г.) величину G назвал жесткостью пары «пуансон — горная порода».

Упругость горных пород — способность пород под действием внешних сил изменять и полностью восстанавливать первоначальную форму и объем после снятия нагрузки. Такие деформации называют обратимыми. Упругие свойства принято оценивать модулем продольной упругости E.

$$E = \sigma/\varepsilon = \sigma \Big/ \frac{\Delta l}{l}, \qquad (2.16)$$

где ε — относительная деформация; σ — нормальное напряжение при растяжении или сжатии; Δl — абсолютная деформация (удлинение, укорочение); l — первоначальный размер (длина, ширина, высота).

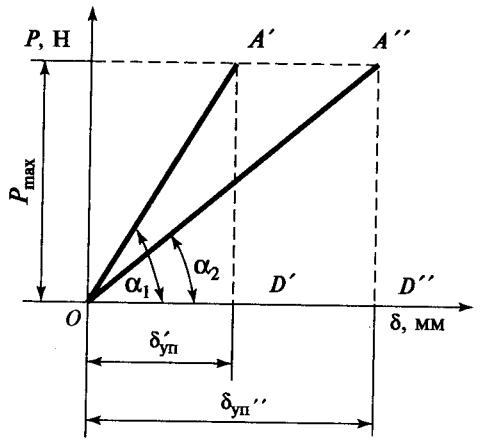


Рис. 2.5. График деформации OA', OA'' пород равной твердости, но разной жесткости: α_1 и α_2 — деформационные углы; $OD' = \delta'_{уп}$, $OD'' = \delta''_{уп}$ — упругая деформация

Модуль упругости по методу Л. А. Шрейнера можно вычислить по формуле:

$$E = \frac{P(1-\mu^2)}{d_ш \varepsilon}, \qquad (2.17)$$

где P — нагрузка на экспериментальной кривой, соответствующая упругой деформации; $d_ш$ — диаметр штампа; ε — упругая деформация породы при данной нагрузке.

Модуль упругости E характеризует способность материала сопротивляться упругой деформации при растяжении: чем больше деформация, тем меньше E. Для стали $E = 2 \cdot 10^7 — 2{,}2 \cdot 10^7$ Н/см^2, для горных пород $E = 10^6 — 10^7$ Н/см^2.

Коэффициент Пуассона при растяжении представляет отношение:

$$\mu = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon} = \frac{\text{поперечное относительное сжатие}}{\text{продольное относительное удлинение}}. \qquad (2.18)$$

При сжатии

$$\mu = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon} = \frac{\text{поперечное относительное растяжение}}{\text{продольное относительное сжатие}}. \qquad (2.19)$$

Коэффициент Пуассона для стали $\mu = 0{,}25—0{,}33$, для каучука $\mu = 0{,}47$, для горных пород $\mu = 0{,}1—0{,}45$.

Ниже приведены значения коэффициента Пуассона для характерных горных пород.

Горные породы	Коэффициент Пуассона, μ
Глинистые сланцы	0,10—0,2
Глины плотные	0,25—0,35
Граниты	0,26—0,29
Известняк	0,28—0,33
Песчаник	0,30—0,35
Каменная соль	0,44

Чем выше упругие свойства горных пород, тем больше сопротивление они оказывают породоразрушающему инструменту при бурении. Пластические свойства характеризуются тем, что деформации растут при постоянной нагрузке, а после снятия нагрузки в породе остаются остаточные деформации.

В упруго-пластичных породах при вдавливании пуансона график деформации состоит из участка упругих деформаций $0A$ и участка пластических деформаций AB (см. рис. 2.3, *б*). Точка B соответствует значению нагрузки P_{max}, при которой происходит хрупкое разрушение породы под пуансоном. Отношение нагрузки P_{max} к площади штампа S (P_{max}/S) характеризует твердость породы.

Условным пределом текучести $P_т$ горной породы называют напряжение материала пород под вдавливаемым пуансоном, при котором упругие деформации переходят в пластичные. Нагрузка P_0 характери-

зует условный предел текучести. Для упруго-пластичных горных пород твердость определяют по формуле:

$$P_т = \frac{P_0}{S}, \qquad (2.20)$$

где S — площадь опорного основания пуансона.

На диаграмме (см. рис 2.3, *а*) работа упругой деформации $A_{уп}$ вдавливания пуансона измеряется площадью прямоугольного треугольника $0AF$, и затрачивается на деформацию сжатия породы и пуансона. Работа, затрачиваемая на упругую деформацию пуансона $A_ш$, равна

$$A_ш = \frac{1}{2} P\Delta l, \qquad (2.21)$$

где Δl — деформация пуансона.

Коэффициент пластичности принимается равным отношению общей работы, затраченной на разрушение породы под штампом, к работе упругих деформаций.

Коэффициент пластичности горных пород $K_{пл}$ находят из формулы

$$K_{пл} = \frac{A_{об}}{A_{у.д}} = \frac{0ABC}{\Delta 0DE - A_ш}, \qquad (2.22)$$

где $A_{об}$ — общая работа, затрачиваемая на деформацию и разрушение породы, измеряется площадью фигуры $0ABC$ за вычетом работы, затрачиваемой на деформацию пуансона $A_ш$; $A_{у.д}$ — полная работа упругих деформаций, измеряется площадью треугольника $0DE$ за вычетом работы, затрачиваемой на деформацию пуансона $A_ш$ (см. рис. 2.3, *б*).

Значения $K_{пл}$ для некоторых горных пород

Глины	0,5—0,9
Глинистые сланцы	1,5—2,5
Песчаники	3,3—7,8
Известняки	1,3—8,5
Мрамор	3,9—9,2
Доломиты	1,5—6,0
Кремни	1,0—2,0

Для упруго-хрупких пород $K_{пл} = 1$, для упруго-пластичных $K_{пл} = 1 \div 6$ и более. Для пластичных пород деформация растет постоянно под действием внешних сил, поэтому коэффициент пластичности условно принят равным бесконечности.

Удельная работа разрушения A_V горной породы объемом V равна:

$$A_V = A_{об}/V, \qquad (2.23)$$

где $A_{об}$ — общая работа, затрачиваемая на деформацию и разрушение; V — объем лунки, определяется объемом расплавленного парафина, заливаемого в лунку:

$$V = Q/\rho, \qquad (2.24)$$

где Q — масса расплавленного парафина; ρ — плотность расплавленного парафина, $\rho = 890$ кг/м^3.

Удельную контактную работу разрушения A_S рассчитывают по формуле

$$A_S = \frac{A_{об}}{S}, \qquad (2.25)$$

где S — площадь опорного основания пуансона.

Средние значения основных механических свойств некоторых горных пород приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4. **Основные свойства пород**

Горные породы	Твердость $P_ш$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Модуль упругости $E \cdot 10^{-4}$, МПа	Коэффициент пластичности $K_{пл}$	Удельная контактная работа $A_S \cdot 10^5$, Дж/м^2
Аргиллиты и сланцы глинистые	480	280	0,7	2,3	0,2
Мрамор	1120	680	3,5	2,6	1,3
Гранит	3350	2600	4,5	1,6	2
Сиенит	5700	4800	8,5	2,2	14,5
Роговик	8000	5800	10	2,5	8,5

Хрупкость горной породы — свойство пород разрушаться без заметных пластических деформаций под действием внешних сил — характеризуется коэффициентом хрупкости $K_{хр}$:

$$K_{хр} = \frac{A_{уп}}{A_{об}} = \frac{\Delta 0AF - A_ш}{0ABC - A_ш}, \qquad (2.26)$$

где $A_{уп}$ — работа упругих деформаций породы, измеряемая площадью треугольника $0AF$ за вычетом работы $A_ш$ упругой деформации пуансона; $A_{об}$ — общая работа, затрачиваемая на деформацию и разрушение породы, измеряется площадью фигуры $0ABC$ за вычетом упругой деформации пуансона.

Для упруго-хрупких пород $K_{хр} = 1$, для упруго-пластичных $K_{хр} < 1$, для идеально-пластичных $K_{хр} = 0$. Хрупкость горных пород оказывает существенное влияние на процесс ее разрушения, особенно если используются ударные и ударно-вращательные породоразрушающие инструменты.

Динамическая прочность характеризует способность горной породы дробиться на отдельные куски.

Динамическая прочность определяется методом толчения на приборе ПОК (прибор определения крепости) (рис. 2.6).

Образец горной породы разбивается молотком на куски крупностью 1,5—2,0 см в поперечнике. Из разбитых кусков отбирают пять проб объемом 15—20 см^3 каждая. Каждую пробу высыпают в трубчатую ступку (рис. 2.6, *а*) и толкут путем сбрасывания гири массой 2,4 кг с высоты 0,6 м десять раз. После толчения все пять проб

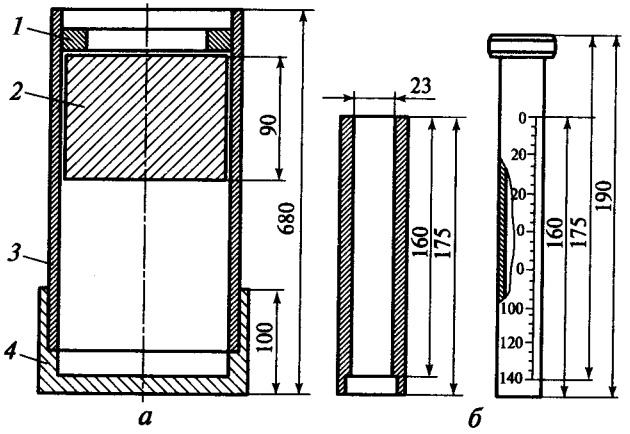


Рис. 2.6. Прибор для определения динамической прочности породы методом толчения: *а* — трубный копер; *б* — трубка с поршнем; *1* — упор; *2* — груз; *3* — труба; *4* — стакан

ссыпают в металлическое сито с отверстием 0,5 мм и просеивают. Частицы породы, прошедшие через сито, высыпают в стакан объемометра (рис. 2.6, *б*), после чего в стакан объемометра вставляется поршень. На поршне имеется шкала (от 0 вверху до 160 мм внизу), по которой делается отсчет высоты столбика частиц породы в стакане. Динамическая прочность породы F_g вычисляют по формуле:

$$F_g = \frac{200}{l}, \qquad (2.27)$$

где 200 — эмпирический коэффициент, мм; l — высота столбика частиц породы в объемометре, мм.

Динамическая прочность — безразмерная величина, по ее значениям все горные породы подразделяют на шесть групп (табл. 2.5).

Динамическая прочность F_g слабо коррелирована с прочностью горных пород на одноосное сжатие и твердостью по штампу $P_ш$.

Абразивность (от лат. *abrasion* — соскобление) определяет способность горных пород изнашивать поверхность контакта другого, более твердого

Таблица 2.5. **Динамическая прочность горных пород**

Показатели	Группы пород					
	I	II	III	IV	V	VI
Динамическая прочность F_g	8 и менее	8—16	16—24	24—32	32—40	40 и более
Степень динамической прочности	Малая	Умеренная	Средняя	Прочная	Очень прочная	Исключительно прочная

тела (алмаз, твердый сплав) в процессе трения при его движении. Абразивные свойства увеличивают интенсивность изнашивания породоразрушающего инструмента и снижают механическую скорость бурения.

Износ рабочих органов породоразрушающего инструмента осуществляется в процессе контакта с горной породой при внедрении в нее инструмента и частицами разрушенной породы.

Особую важность в алмазном бурении имеет износ, связанный с действием на алмаз и матрицу частиц разрушенной породы. При достижении породоразрушающим инструментом предельного износа он должен быть извлечен из скважины и заменен новым инструментом (возможен вариант восстановления изношенного инструмента). Для определения предельной величины износа применяют различные критерии, которые будут рассмотрены ниже.

Абразивность горной породы, как и любой другой показатель механических свойств, определяется условиями, в которых осуществляется бурение, и режимами, при которых происходит отработка инструмента. Изменение этих условий может повлечь настолько существенные изменения процесса изнашивания, что полученные в других условиях показатели не будут ни качественно, ни количественно характеризовать этот процесс. Оценка абразивности при бурении скважин необходима для конструирования новых типоразмеров породоразрушающих инструментов, определения областей их применения и выбора рациональных режимов бурения.

На абразивность горных пород влияет целый ряд факторов:

1. Структура пород: чем больше зерно, тем выше абразивность.

2. Текстура пород и особенно пористость и трещиноватость, усугубляющие абразивность.

Мономинеральная порода, как правило, менее абразивна, чем полиминеральная (при равной твердости). Например, граниты при равной твердости с сильно окремненными известняками более абразивны, так как в них менее твердые минералы (слюды, полевые шпаты), разрушаясь, образуют шероховатую поверхность трения, обнажают зерна кварца и концентрируют напряжения на малых площадках контакта кварцевых зерен с породоразрушающим инструментом.

3. Твердость горных пород и их зерен не имеет однозначного влияния на абразивность. Существующие методы количественной оценки абразивности имеют разное назначение и различную сложность определения.

Абразивность оценивают по степени износа инструмента или металлических колец, которые изнашиваются при контакте с породой. Наиболее распространенным методом определения абразивности пород в горном деле является метод, предложенный Л. И. Бароном и А. В. Кузнецовым. Этот метод соответствует условиям первичного абразивного износа инструмента, до момента «засаливания» металлом образца породы.

Абразивность оценивается средней потерей массы (мг) полого цилиндрического стержня из углеродистой стали — серебрянки путем истирания его об образец породы при вращении со скоростью 400 об/мин

под осевой нагрузкой 150 Н в течение 10 мин. Абразивность вычисляется по формуле

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i}{2n}, \qquad (2.28)$$

где q_i — потеря массы стержня за каждый «парный опыт», мг; n — число парных опытов ($n = 3$ — для однородных, $n = 6$ — для неоднородных пород).

«Парный опыт» — это испытание стержня с двух его торцов. Показатель абразивности изменяется от 5 мг для малоабразивных пород (известняки, мраморы, каменная соль, глинистые сланцы и др.) до 90 мг и более (корундосодержащие кварцевые породы) (табл. 2.6).

Таблица 2.6. **Показатели абразивности горных пород**

Класс абразивности	Характеристика пород по абразивности	Показатель абразивности, мг	Породы, входящие в данный класс
I	Весьма малоабразивные	Менее 5	Известняки, мраморы, мягкие сульфиды без кварца (галенит, сфалерит, пирротит), апатит, каменная соль, глинистые сланцы
II	Малоабразивные	5—10	Сульфидные и барито-сульфидные руды, аргиллиты, мягкие сланцы (углистые, глинистые, хлоритовые, хлорито-аспидные)
III	Ниже средней абразивности	10—18	Джеспилиты, роговики (рудные и нерудные), кварцево-сульфидные руды, магматические тонкозернистые породы, кварцевые и аркозовые тонкозернистые песчаники и железные руды, окремнелые известняки
IV	Средне-абразивные	18—30	Кварцевые и аркозовые мелкозернистые песчаники, диабазы, крупнозернистый пирит, арсено-пирит, жильный кварц, кварцево-сульфидные руды, магматические мелкозернистые породы, окварцованные известняки, джаспероиды
V	Выше средней абразивности	30—45	Кварцевые и аркозовые средне- и крупнозернистые песчаники, плагиограниты, ийолитуртиты, грейзены, лампрофиты, габбро, гнейсы, скарны (рудные и нерудные), березиты, лиственит
VI	Повышенной абразивности	45—65	Граниты, диориты, гранодиориты, граносиениты, порфириты, нефелиновые сиениты, кератофиры, пироксениты, монцониты, амфиболиты, кварцевые сланцы, гнейсы
VII	Высоко-абразивные	65—90	Порфириты, диориты, граниты, гранитовидные нефелиновые сиениты
VIII	В высшей степени абразивные	Более 90	Корундосодержащие породы

При бурении нефтяных и газовых скважин абразивность оценивается по методу ВНИИБТ. Прибор ТТА-I (см. рис. 2.2) позволяет определить абразивность на трех частицах шлама *12* размером 3—5 мм в поперечнике каждая, для чего в торце шламодержателя *11* сделаны три небольших углубления, в которые помещаются частицы шлама и фиксируются в них пластилином.

Шламодержатель частицами шлама устанавливается на стеклянную пластину *13* и рукой прижимается через динамометр *10*. Динамометр *14* сдвигается в горизонтальном направлении. Абразивность по ТТА равна горизонтальной силе в 10 Н, обеспечивающей движение шламодержателя с тремя частицами, прижатыми к стеклянной пластинке *13* с усилием 30 Н.

Для оценки твердости по методу ВНИИБТ из разбуриваемого интервала производится отбор частиц шлама из промывочного раствора (ГЖС) с учетом времени, которое затрачивается на транспортировку шлама с этого интервала. Для достижения достоверного результата испытание на твердость и абразивность необходимо повторить не менее 3 раз. Метод ВНИИБТ не получил широкого применения за счет определенной субъективности проводимых измерений.

В геологоразведочном бурении используют метод и прибор ПОАП-2М, предложенный Н. И. Любимовым. Сущность метода заключается в установлении потери массы свинцовой дроби в результате ее истирания раздробленной и просеянной породой (фракция менее 0,5 мм), полученной толчением при определенной ее динамической прочности. Прибор ПОАП-2М (рис. 2.7) состоит из электродвигателя *1*, муфты *2*,

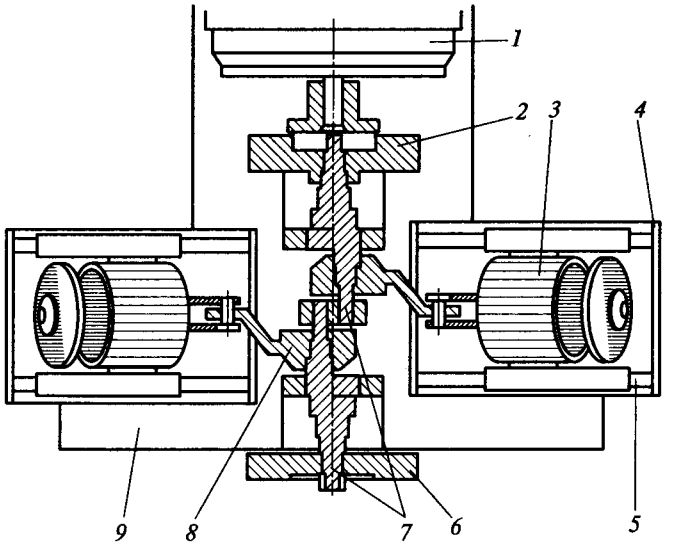


Рис. 2.7. Схема прибора ПОАП-2 для определения абразивности по способу износа свинцовых шариков (по Н. И. Любимову, 1972)

вала *7* с двумя шатунами *8* и рабочими органами *3*, в виде горизонтальных стаканов с крышками, перемещающихся по направляющим *5* и зафиксированных скобками *4*. В стакан помещают три пробирки из оргстекла. Свинцовую дробь диаметром 3 мм общей массой 3 г (19 дробинок) взвешивают на аптекарских весах с точностью до 10 мг. В каждую пробирку помещают 3—4 дробинки и просеянную породу в приборе ПОК в объеме 1 см^3. Пробирки, закрытые крышкой, устанавливают в рабочий орган и при включенном электродвигателе подвергают вращению в течение 20 мин. Число двойных ходов рабочих органов составляет 1400/мин, длина хода 16 мм. В нижней части вала расположен маховик *6*. Весь прибор зафиксирован на плите *9*.

По истечении 20 мин электродвигатель отключается, дробь из пробирок извлекают, промывают в воде и взвешивают.

Коэффициент абразивности $K_{абр}$ определяют по формуле:

$$K_{абр} = \frac{Q}{100}, \qquad (2.29)$$

где Q — потеря массы дроби от абразивного воздействия шлама испытуемой породы, мг.

Все горные породы по показателю $K_{абр}$ подразделяют на шесть групп (табл. 2.7).

Таблица 2.7. **Группы горных пород в зависимости от коэффициента абразивности**

Показатели	Номер группы породы					
	I	II	III	IV	V	VI
Коэффициент абразивности, $K_{абр}$	Менее 0,5	0,5—1,0	1,0—1,5	1,5—2,0	2,0—2,5	2,5—3,0 и более
Степень абразивности	Слабая	Умеренная	Средняя	Абразивные	Сильно абразивные	Исключительно абразивные

Существенным недостатком данного метода определения абразивности является различная природа износа свинцовых шариков в шламе горной породы от условий износа резцов твердого сплава или алмаза при реальном их взаимодействии с горной породой и буровым шламом. Поэтому классификация горных пород по показателю $K_{абр}$ слабо коррелируется с показателями углубки для различных породоразрушающих инструментов, особенно алмазных инструментов. Однако лабораторные методы не в состоянии заменить полевые способы определения абразивности, которые дают более достоверный результат измерения.

Достаточно простым методом определения абразивности в реальных условиях бурения является так называемый метод буровой коронки, предложенный Б. И. Воздвиженским. Абразивность по этому методу определяют по формуле

$$A = \frac{(m_1 - m_2)}{h}, \qquad (2.30)$$

где m_1 и m_2 — масса коронки до начала рейса и после его окончания соответственно; h — величина углубки за рейс, м.

Трещиноватость горных пород в разведочном бурении оценивают по удельной кусковатости керна, т. е. по числу кусков керна, которые раскололись в колонковом снаряде при бурении в рейсовой углубке. В ВИТР установлена тесная корреляционная связь между удельной кусковатостью керна и трещиноватостью породы.

Удельная кусковатость керна $K_{уд}$ — число кусков керна на 1 м углубки. По этому показателю все горные породы подразделяют на пять групп (табл. 2.8).

Таблица 2.8. **Удельная трещиноватость и показатели трещиноватости горных пород**

Группа горных пород по трещиноватости	Степень трещиноватости горных пород	Удельная кусковатость керна $K_{уд}$, шт./м	Показатель трещиноватости W, ед/об	Выход керна, %
1	Монолитные	1—5	До 0,5	100—70
2	Слаботрещиноватые	6—10	0,5—1,00	90—60
3	Трещиноватые	11—30	1,01—2,00	80—50
4	Сильнотрещиноватые	31—50	2,01—3,00	70—40
5	Исключительно сильнотрещиноватые	Более 51	3,01 и более	60—30 и менее

Показатель трещиноватости W (ед/оборот), введенный в рассмотрение ВИТРом, рассчитывают по формуле

$$W = \frac{D_к K_{уд} \lambda}{\operatorname{tg}\beta}, \qquad (2.31)$$

где λ — коэффициент, учитывающий степень вторичного дробления породы, равен 0,7; $D_к$ — диаметр керна; β — угол встречи плоскости трещины с осью скважины.

Формулу (2.31) можно использовать только при значениях угла β, существенно отличных от 0 и 90°.

Степень трещиноватости может быть оценена показателем трещиноватости T:

$$T = \cos\alpha / l, \qquad (2.32)$$

где α — угол наклона трещины к вертикали; l — средняя длина столбца керна или отношение общей длины керна к их числу. Формула (2.32) применима для $\alpha < 90°$.

Устойчивость горных пород против их обрушения — важная характеристика, определяющая технологию бурения, конструкцию скважины. Различают устойчивые, временно устойчивые, неустойчивые породы.

Состояние стенок скважины оценивается коэффициентом кавернообразования $K_к$:

$$K_к = D_ф^2 / D_н^2, \tag{2.33}$$

где $D_ф$ — фактический диаметр скважины; $D_н$ — номинальный диаметр скважины.

Породы считаются устойчивыми, если $K_к = 1 \div 3$, и неустойчивыми при $K_к > 3$. При $K_к < 1$ имеет место сужение ствола скважины, чаще всего это характерно для пластичных пород (глины, глинистых сланцев и др.).

Основными причинами, определяющими нарушение устойчивости горных пород в стенках скважины, являются горное давление и механические свойства пород. Порода в зонах тектонических нарушений характеризуется различной степенью дезинтеграции. Обломочные породы могут быть несцементированными или связаны мягким цементом (глина, супесь, лед и др.).

При контакте с буровым раствором глинистый материал набухает и теряет свои прочностные свойства. Глина имеет угол внутреннего трения $\varphi \approx 25°$ и силу сцепления, равную 0,06 МПа. Ослабляет устойчивость крутое падение пород, трещиноватость, наличие водоносных напорных пластов и т. д.

Водонасыщенные пески и супеси обладают плывунными свойствами и являются крайне неустойчивыми породами. Породы в скважине находятся под давлением вышележащей толщи горных пород. Напряженное состояние, в котором находится порода, называют горным давлением. Вертикальное напряжение сжатия σ_z определяют по формуле

$$\sigma_z = \bar{\rho} H, \tag{2.34}$$

где $\bar{\rho}$ — средняя взвешенная плотность вышележащих пластов; H — глубина залегания породы.

Радиальные напряжения в стенке скважины рассчитывают по формуле

$$\sigma_R = \frac{\mu}{1-\mu}\sigma_z = \xi\sigma_z, \tag{2.35}$$

где μ — коэффициент Пуассона; ξ — коэффициент бокового распора, равный ≤ 1.

Формула (2.35) применима для пластично-хрупких горных пород. При вскрытии горных пород скважиной напряженное состояние пород изменяется. Наличие в скважине столба промывочного раствора в общем случае благоприятно сказывается на устойчивости стенок. В процессе бурения стенки скважины несколько ослаблены механическим и гидравлическим воздействием.

Напряженное упругое состояние пород характеризуется нормальным σ_z, радиальным σ_R и касательным напряжениями σ_θ.

Значения напряжений следующие:

$$\left.\begin{aligned} \sigma_z &= \bar{\gamma} H, \\ \sigma_R &= \xi\sigma_z - \gamma_ж H_1 g, \\ \sigma_\theta &= -2\xi\sigma_z + \gamma_ж H_1, \end{aligned}\right\} \tag{2.36}$$

где γ — средневзвешенный удельный вес вышележащих пород; $\gamma_ж$ — удельный вес бурового раствора; ξ — коэффициент бокового раствора для породы на глубине H; H_1 — высота столба бурового раствора.

Эквивалентное напряжение:

$$\sigma_{экв} = \frac{1}{3}(\sigma_z + \sigma_R + \sigma_\theta). \tag{2.37}$$

Дополнительные гидравлические давления ΔP возникают в скважине при проведении спускоподъемных операций, интенсивной промывке и др. Стенки скважины могут потерять свою устойчивость в результате хрупкого разрушения. По степени интенсивности процесс обрушения стенок скважин подразделяется на осыпи, характеризующиеся относительно небольшими объемами обрушения, и обвалы, когда процесс обрушения затрагивает большие объемы породы.

Все горные породы по степени устойчивости делят на четыре группы (табл. 2.9).

Породы I группы не требуют специальных мер по креплению стенок скважин, II — сохраняют устойчивость при соблюдении определенных технологических мер: применение специальных промывочных жидкостей, ограничивая скорость спуска и подъема снаряда; III — тре-

Таблица 2.9. **Классификация горных пород по степени устойчивости**

Группа пород по устойчивости	Степень устойчивости	Технологическая характеристика устойчивости	Трещиноватость, характер сцепления частиц	Категория пород по буримости
I	Устойчивые	Практически не разрушаемые гидродинамическими воздействиями и вибрациями бурового снаряда	Монолитные и слаботрещиноватые	IX—XII
II	Среднеустойчивые	Разрушаемые гидродинамическими воздействиями и вибрациями бурового снаряда	Различной степени трещиноватости, перемежающиеся по твердости	IV—VIII
III	Малоустойчивые	Легко разрушаемые факторами бурения, растворимые и многолетнемерзлые породы	Сильнотрещиноватые хрупкие, высокопластичные, связные	III—V
IV	Неустойчивые	Легко размываемые и разрушаемые	Рыхлые сыпучие	I—II

буют обязательного крепления обсадными трубами и цементирования стенок скважин по окончании проходки интервала пород данной группы.

При проходке IV группы применяют специальные технологические средства (например, бурение с опережающим или одновременным креплением).

Разрыхляемость горных пород зависит от ряда механических свойств горных пород и способа их разрушения и характеризуется коэффициентом разрыхления $K_р$.

Значения $K_р$ для некоторых горных пород

Песок, гравий	1,05—1,2	Щебень	1,4—1,5
Суглинки, супеси	1,2—1,25	Глинистые сланцы	1,4—1,6
Глина с галькой	1,3—1,4	Скальные породы	1,8—2,5

Свойство разрыхляемости горных пород играет важную роль при решении различных технологических задач бурового процесса, в частности при выборе способа транспортировки породы из скважины и др.

Анизотропность горных пород характеризуется отношением показателей свойств горной породы, определяемых по взаимно перпендикулярным направлениям, обычно по плоскости вдоль напластования, или слоистости вкрест напластования.

$$K_{ан} = X_I / X_{II}, \qquad (2.38)$$

где $K_{ан}$ — коэффициент анизотропии; X_I — показатель свойств породы вкрест слоистости; X_{II} — показатель свойств породы вдоль слоистости.

Для различных горных пород коэффициент анизотропии оказывает существенное влияние на показатели бурения и, в первую очередь, на интенсивность искривления бурящейся скважины от первоначально заданного направления.

Буримость горных пород — это свойство оказывать сопротивление при внедрении в них породоразрушающего инструмента. В практике буримость оценивается по механической скорости бурения. Буримость пород — комплексный показатель, зависящий от структуры и текстуры, прочности, трещиноватости, абразивности, пластичности и многих других свойств породы. Буримость породы определяется также типом, конструкцией породоразрушающего инструмента и режимами бурения. Поэтому в одних и тех же породах, используя различные породоразрушающие инструменты и режимы бурения, показатели процесса (механическая скорость бурения, углубка в рейсе и др.) будут существенно различаться.

Установить физическую сущность буримости можно по коэффициенту буримости $K_б$, используя известный метод теории размерности. Для пары «породоразрушающий инструмент — горная порода» существует зависимость:

$$V_м = K_б \frac{P}{S} V_о, \qquad (2.39)$$

где $V_м$ — механическая скорость бурения, L/T; P — осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, Н; S — площадь контакта породоразрушающего инструмента с площадью забоя L_2; $V_о$ — окружная скорость вращения (L — мера длины, T — время, H — сила).

Формула (2.39) справедлива для случаев, когда продукты разрушения эффективно удаляются с забоя и рабочие элементы породоразрушающего инструмента охлаждаются.

Подстановка размерности величин, входящих в формулу (2.39), дает:

$$\frac{L}{T} = K_б \frac{H}{L^2} \frac{L}{T}. \qquad (2.40)$$

Преобразуя формулу (2.40), имеем:

$$K_б \left[\frac{L^3}{HL} \right],$$

где $K_б$ — коэффициент буримости.

Данное выражение есть не что иное, как отношение объема разрушенной породы к работе, затрачиваемой на ее разрушение.

Для геологоразведочного бурения действующая классификация горных пород по буримости предусматривает их разделение на двенадцать категорий (табл. 2.10).

Таблица 2.10. **Классификация горных пород по буримости для вращательного механического бурения**

Категория породы по буримости	Горные породы	Примерная твердость $P_ш$ по Л. А. Шрейнеру, МПа	Примерная скорость бурения, м/ч
I	Торф, мягкий лес, слабый мел, песок и супеси без гальки и щебня	100	23,0—30,0
II	Торф, растительный слой. Песок плотный, глина средней плотности, суглинок плотный. Слабый мергель, мел, плывун без напора	100—250	11,0—12,0
III	Слабоцементированные песчаник, мергель, известняк-ракушечник	250—500	5,7—6,0
IV	Сланцы глинистые, песчано-глинистые, углистые, серицитовые; слабые песчаники; плотные мергели; неплотные известняки и доломиты; сильно выветрелые дуниты, перидотиты, змеевики	500—1000	3,36
V	Сланцы хлоритовые, тальково-хлоритовые, серицитовые, слюдяные; филлиты; аргиллиты; известняки, мрамор, мергелистые доломиты; дуниты, затронутые выветриванием	1000—1500	2,25
VI—VII	Сланцы глинистые, кварцево-хлоритовые кварцево-серицитовые; полевошпатовые песчаники; руда гематитомартитовая; конгломераты осадочных пород на известковом цементе, апатиты, сидериты	1500—3000	1,1—1,50

Продолжение табл. 2.10

Категория породы по буримости	Горные породы	Примерная твердость $P_ш$ по Л. А. Шрейнеру, МПа	Примерная скорость бурения, м/ч
VIII	Песчаники кварцевые; сланцы окремненные, кварцево-гранитовые крупнокристаллические скарны, граниты крупнозернистые	3000—4000	1,04
IX	Сиениты, крупнозернистые граниты; сильно окремненные известняки; конгломераты изверженных пород; базальты	4000—5000	0,84
X	Гранитовые скарны; граниты; гранодиориты, липариты; окремнелые скарны; жильный кварц; валунно-галечные отложения изверженных пород	5000—6000	0,50
XI	Кварциты, джеспилиты; крепкие железистые роговики	6000—7000	0,36
XII	Монолитно-сливные кварциты, джеспилиты, роговики, корундовые породы	>7000	0,10—0,20

Указанные в классификации примерные механические скорости бурения приведены для условий оптимального применения технических средств и технологии бурения.

По методу, разработанному в ЦНИГРИ, категория горных пород определяется по объединенному показателю $\rho_м$, который рассчитывается для вращательного механического бурения по формуле:

$$\rho_м = 3F_g^{0,8}K_{абр}. \qquad (2.41)$$

Определить показатель $\rho_м$ по значениям F_g и $K_{абр}$ можно по специальной номограмме (рис. 2.8).

Для ударно-вращательного бурения

$$\rho_м = 2F_g^{0,41}K_{абр}. \qquad (2.42)$$

Показатель трещиноватости может существенно изменить категорию горных пород по буримости. Обобщенный показатель $\rho_м$ в практике используется для качественного разделения горных пород по буримости, что связано с определенной субъективностью лабораторного определения динамической прочности и коэффициента абразивности.

Классификация горных пород по буримости составлена не только с позиций механических скоростей бурения, но и с учетом абразивных свойств, которые непосредственно определяют износ породоразрушающих инструментов.

В табл. 2.11 приведено примерное разделение горных пород по абразивным свойствам и категориям по буримости.

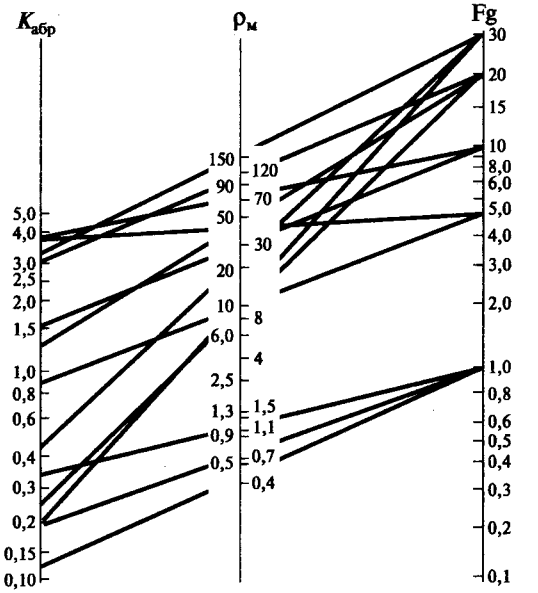


Рис. 2.8. Номограмма для определения объединенного показателя $\rho_м$ при установлении категории буримости

Таблица 2.11. **Характеристики горных пород по абразивности**

Характеристика пород	Группа твердости	Категория пород по буримости
Малоабразивные		
Слегка затронутые выветриванием базальты, диабазы, лабрадориты, габбро, сиениты, пегматиты, пироксениты, диориты, андезиты, порфириты, амфиболиты, граниты, гранито-гнейсы; слабо окварцованные плотные известняки, окремненные глинистые сланцы, хлорито-серицитовые сланцы	Средней твердости	VII—IX
Наиболее твердые разновидности базальтов, диабазов, сиенитов, гранитов, пегматитов, габбро, гранодиоритов; мигматиты, гнейсы, альбиториты и кератофиры и др.	Твердые	IX—X
Крепкие, плотные мелкозернистые, сильно окремненные, окварцованные сливные породы — роговики, кварциты, яшмы, кремнии, нефриты и др.	Очень твердые	XI—XII
Абразивные		
Аркозовые песчаники, сильновыветрелые, трещиноватые граниты, порфириты, гранодиориты, пегматиты; кварцевые породы — альбитофиры, порфиры и др.	Средней твердости	VII—IX
Твердые кварцевые песчаники, плотные магнетитовые и гематитовые руды, гранатовые скарны, пористые кварциты, джеспилиты и др.	Твердые	IX—X
Сильно окремненные или окварцованные породы — роговики, кварциты, джеспилиты; скарнированные породы, твердые корундовые породы, магнетито-гематитовые руды и др.	Очень твердые	XI—XII

Определение категории горных пород по буримости производят на приборе ВИТР-ОТ (О — определитель, Т — твердость).

Прибор основан на принципе резания испытываемого керна абразивным кругом. При определенных параметрах абразивного круга и режимов его внедрения в породу стрелочным индикатором определяется глубина резания. На керне можно сделать несколько пропилов и тем самым опробовать разновидности неоднородной породы.

Буримость определяется глубиной пропила абразивного круга в керне (образце породы). Прибор ВИТР-ОТ не получил практического применения в отрасли в силу субъективности получаемых результатов в зависимости от режимов пропила и параметров абразивного круга.

Буримость можно определить по фактическим хронометражным наблюдениям за скоростью бурения. Этот метод требует получения представительных данных, использования оптимальных для данных горно-геологических условий породоразрушающих инструментов и режимов бурения. Рекомендуется выполнять не менее пяти рейсов по данной горной породе с определенными режимными параметрами. Если в течение наблюдаемого рейса объем бурения по одной горной породе составляет 75 %, то принято относить все показатели бурения к этой горной породе.

Определенные по результатам лабораторных исследований показатели механических и технологических свойств пород являются единичными измерениями и поэтому лишь весьма приближенно характеризуют тот или иной признак. Например, коэффициент вариации многих показателей свойств пород достигает 20—30 % и более. Для повышения достоверности проводимых измерений необходимо выполнить ряд повторных опытов, результаты которых должны отвечать условиям статистической однородности.

2.3. Способы разрушения пород при бурении

Разрушение горных пород при бурении происходит за счет воздействия на горную породу забоя скважины физических, электрических, электрофизических, тепловых, акустических, кавитационных, плазменных, лазерных полей и др.

Передача энергии на породу забоя может осуществляться через породоразрушающий инструмент или напрямую, формируя при этом ствол скважины. Преобладающим в настоящее время при бурении является механический метод воздействия на породу забоя скважины породоразрушающими инструментами в виде коронок, буровых долот бурильных головок.

Механический метод разрушения породоразрушающими инструментами имеет много разновидностей в зависимости от условий бурения и поставленных целей при сооружении скважины. В мягких и рыхлых горных породах производительность вращательного и ударно-

вращательного бурения в значительной степени определяется интенсивностью удаления продуктов разрушения горной породы.

В случае необходимости получения качественного керна используют буровые снаряды с комбинированной (прямой и обратной) промывкой. Обратную промывку при вращательном бурении используют при сооружении высокодебитных скважин на воду. При бурении в поглощающих разрезах применяют бурильные колонны, составленные из двойных труб, в которых подача раствора газо-жидкостной смеси (ГЖС) осуществляется по межтрубному зазору.

При *ударном* бурении разрушение породы осуществляют нанесением ударов забойного породоразрушающего инструмента.

Вращательный способ разрушения — путем «резания» породы породоразрушающим инструментом при одновременном воздействии на нее осевого усилия.

Ударно-вращательное разрушение пород предусматривает наложение на вращательный способ ударных импульсов, передаваемых на породоразрушающий инструмент с поверхности или с помощью забойных машин (гидро- и пневмоударников).

Гидромеханическое бурение, основанное на разрушении горных пород высоконапорными водяными струями, применяют исключительно в мягких и рыхлых породах. Использование гидромониторных насадок, обеспечивающих скорость истечения жидкости в пределах 80—120 м/с, применяется при вращательном бурении долотами лопастного и шарошечного типа.

Вибрационное разрушение горных пород, осуществляющееся за счет периодических вертикальных перемещений породоразрушающего инструмента, используют в мягких и рыхлых горных породах.

При *термическом* (огневом) способе разрушение породы происходит за счет высокотемпературного теплового воздействия. Сгорание керосина с кислородом создает на забое температуру 2300 °С, в результате чего происходит отслаивание чешуек и растрескивание массива породы. Огневое бурение применяют при бурении взрывных скважин на карьерах; производительность бурения в крепких породах при этом способе достигает 30 м/смену и выше.

В мягких и рыхлых породах используют также метод статического вдавливания породоразрушающего инструмента (индентора), при котором порода спрессовывается и выдавливается из-под индентора в сторону. Данный метод используют при инженерно-геологических исследованиях.

2.4. Разрушение горных пород при ударном бурении

Ударное бурение — древнейший способ разрушения горных пород. В настоящее время в практике распространено ударно-канатное бурение, при котором углубление скважины происходит вследствие ударного воздействия на породу забоя падающего инструмента.

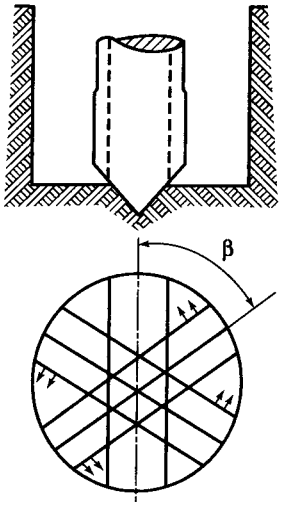


Рис. 2.9. Схема разрушения забоя при ударном бурении

Для придания скважине круглой формы долото необходимо поворачивать на некоторый угол β после каждого удара о забой (рис. 2.9). В момент удара долота о породу канат ослабляется и скручивается за счет его упругих свойств при проворачивании втулки в корпусе канатного замка. Во время подъема инструмента над забоем канат растягивается и раскручивается при поворачивании бурового снаряда.

В упруго-хрупких породах разрушение происходит в режиме раздавливания и смятия породы, однако значительный объем породы разрушается в результате деформаций скалывания. Предел прочности на скалывание составляет 1/10—1/25 от величины прочности породы на раздавливание.

В пластичных породах деформаций скалывания не возникает и порода как бы вылипает в контуры забоя (рис. 2.10).

Сопротивление горных пород при ударном бурении следует характеризовать динамической твердостью, т. е. прочностью на вдавливание при ударном приложении внешних сил.

По данным Л. А. Шрейнера, имеется весьма существенная разница между динамическим и статическим сопротивлениями вдавливанию цилиндрического пуансона в скальные горные породы (табл. 2.12).

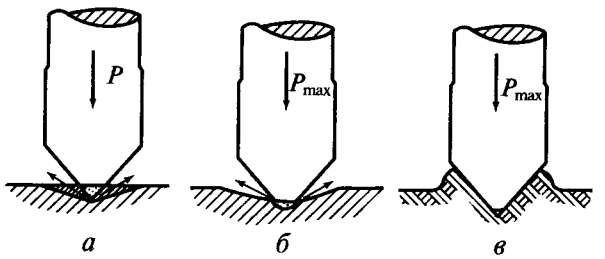


Рис. 2.10. Схема разрушения породы при ударном бурении: по скальной породе: *а* — начало удара; *б* — конец удара; *в* — по мягкой породе

Таблица 2.12. **Твердость различных пород**

Горная порода	Твердость, МПа	
	статическая	динамическая
Кварцит	7000	800
Габбро-норит	3700	420
Известняк	1600	190

Из табл. 2.12 видно, что статическая твердость примерно в 8—9 раз больше динамической, поэтому ударное долото значительно легче внедряется в твердую породу по сравнению с долотом вращательного типа, к которому в основном прилагается статическая нагрузка.

При ударном бурении поверхность забоя шероховатая. Вследствие этого сопротивление вдавливанию даже в однородной породе является величиной переменной и определяется расположением данной насечки (от удара долота) относительно соседней. Роль трения при ударном бурении во много раз меньше, чем при вращательном.

Долото при падении на забой совершает полезную работу, однако его энергия расходуется также на трение о стенки скважины, преодоление сопротивления жидкости, дробление уже отделенных от массива и находящихся на забое частиц, деформацию бурового снаряда.

Конечная скорость свободного падения ударного инструмента v определяется по формуле

$$v = \sqrt{2Sb}, \tag{2.43}$$

где S — высота падения инструмента, м; b — ускорение падения инструмента в скважине, м/с^2.

Конечная скорость свободного падения бурового снаряда зависит от высоты его падения S и ускорения падающего снаряда b в скважине, заполненной жидкостью и породным шламом. При начальном положении $v_0 = 0$.

Величина b зависит от прямолинейности ствола и состояния его стенок, а также от плотности зашламованной жидкости в призабойной части. При бурении в мягких породах глинистого состава ускорение b может снижаться до 3,5—5 м/с^2, а в крепких — равно 6—6,5 м/с^2.

Большая плотность зашламованной жидкости в скважине снижает скорость падения бурового снаряда на забой, поэтому в процессе долбления в скважину периодически подливается вода, а шламовая жидкость извлекается желонкой. При внедрении рабочего лезвия долота, имеющего форму двустороннего клина, в скальную породу непосредственно под ним происходит раздавливание породы в тонкий порошок и скалывание породы в сторону от щек долота. При внедрении клинообразного лезвия в пластичную породу происходит смятие, уплотнение и выдавливание породы у щек лезвия долота (см. рис. 2.10).

Для простоты рассмотрения процесса разрушения пород при ударном бурении введем следующее допущение: скважина является вертикальной, и долото при падении не касается стенок, а лезвие его не затуплено; долото ударяется о совершенно чистый забой.

Пусть под действием силы удара P долото внедряется в породу на глубину h (рис. 2.11). При этом долото преодолевает сопротивление породы раздавливанию (смятию) V (реакция со стороны породы на долото) и силу трения W щек лезвия долота о забой.

Следовательно,

$$P = V + W. \tag{2.44}$$

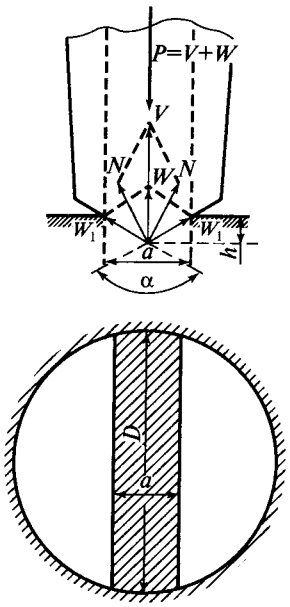


Рис. 2.11. Схема работы долота на забое

Из рис. 2.11 следует, что реакцию породы раздавливанию V определяют из выражения

$$V = 2hD\sigma \operatorname{tg} \alpha/2, \qquad (2.45)$$

где h — глубина внедрения долота, м; D — длина лезвия долота, м; σ — сопротивление породы раздавливанию при ударе, МПа; α — угол приострения лезвия, град.

Равнодействующую сил трения W_1 определяют по соотношению

$$W = 2hDf\sigma, \qquad (2.46)$$

где f — коэффициент трения лезвия долота о породу колеблется в пределах от 0,15 до 0,4; для известняков $f = 0{,}2 \div 0{,}3$, песчаников $f = 0{,}25 \div 0{,}35$, многих изверженных пород $f = 0{,}28 \div 0{,}4$.

Подставляя в формулу (2.44) выражения V и W из (2.45) и (2.46) получим величину силы удара о забой:

$$P = 2hD\sigma\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha}{2} + f\right). \qquad (2.47)$$

Из формулы (2.47) следует, что глубина внедрения долота в породу равна

$$h = \frac{P}{2D\sigma\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha}{2} + f\right)}. \qquad (2.48)$$

Введем в формулу коэффициенты K_1 и K_2, которые учитывают реальные условия работы долота на забое:

$$h = \frac{K_1 K_2 P}{2D\sigma\left(\operatorname{tg}\frac{\alpha}{2} + f\right)}, \qquad (2.49)$$

где K_1 — коэффициент, учитывающий влияние длины и формы лезвия долота (для плоского долота $K_1 = 1{,}0$; для долот с более сложной конфигурацией лезвия $K_1 = 0{,}7$—$0{,}75$); K_2 — коэффициент, учитывающий степень притупления лезвия долота ($K_2 = 0{,}6$—$0{,}7$).

Полученная формула глубины внедрения долота в породу позволяет сделать ряд важных выводов:

✓ с увеличением силы удара увеличивается глубина внедрения долота в породу h;

✓ увеличение диаметра долота при прочих равных условиях снижает h;

✓ увеличение угла α и коэффициента трения f снижает h.

Формула выведена при условии целого ряда допущений:

✓ сила удара P распределяется равномерно по длине лезвия долота;

✓ сила удара P изменяется пропорционально глубине h;

✓ коэффициент трения лезвия долота о породу принят величиной постоянной, в то время как скорость движения долота изменяется от максимума до нуля;

✓ коэффициент притупления лезвия долота K_2 принят величиной постоянной, хотя он изменяется в процессе отработки долота;

✓ принятая в расчете величина сопротивления породы раздавлению σ не в полной мере определяет процесс разрушения породы, так как при этом не учитываются деформации скалывания и сдвига;

✓ фактическая величина углубления зоны разрушения под лезвием долота за счет эффектов хрупкого скола породы может существенно превосходить глубину внедрения долота h.

Таким образом, формула (2.49) определяет качественную сторону процесса внедрения лезвия долота в породу. В силу ранее принятых допущений, а также из-за невозможности учета эффектов скола горной породы и влияния шламового режима на показатели бурения формула (2.49) не может быть использована для практических расчетов скорости бурения.

Оптимальный вес инструмента, высота сбрасывания снаряда, число ударов, угол поворота долота

Вес бурового снаряда определяют исходя из значений относительного веса

$$Q = qD, \qquad (2.50)$$

где q — относительный вес инструмент, н/см; D — диаметр долота, см.

Практикой ударно-канатного бурения установлены следующие оптимальные значения q, в н/см:

Породы мягкие	150—300;
Породы средней твердости	300—400;
Крепкие породы	400—500;
Очень крепкие породы	500—700.

Относительный вес инструмента прямо пропорционален длине и диаметру долота.

Абсолютный вес (Н) рассчитывают по формуле

$$Q = \varphi L D^2, \qquad (2.51)$$

где φ — коэффициент пропорциональности; $\varphi = 0{,}004$—$0{,}001$ Н/м^3; L — длина бурового инструмента, м; D — диаметр долота, м.

Из формулы (2.51) следует, что в крепких породах необходимый вес бурового снаряда достигается лишь при достаточно больших диаметрах долота, поэтому в крепких и твердых породах необходимо бурить долотами диаметром более 250 мм.

Максимальную допустимую высоту падения снаряда S_{max} определяют по формуле

$$S_{max} = [\sigma_{сж}]^2 3{,}2в, \qquad (2.52)$$

где $[\sigma_{сж}]$ — допустимое напряжение материала инструмента на сжатие, МПа; $в$ — ускорение падения снаряда в скважине, $в \approx 4{,}5$—$6{,}5$ м/с^2.

Рекомендуются следующие величины высоты сбрасывания снаряда: при бурении пород мягкой и средней твердости — 0,5—0,8 м; твердых — 0,9—1,0 м; очень твердых — 1,1—1,2 м и трещиноватых —0,9 м.

Между числом ударов и высотой падения бурового снаряда существует следующее соотношение:

$$n = 20\sqrt{в/S}, \qquad (2.53)$$

где n — число ударов в 1 мин; S — высота сбрасывания снаряда, м.

На практике частота ударов в минуту при бурении в мягких породах равна 58—60, в породах средней твердости — 50—53, твердых — 48—50 и трещиноватых — 50—53.

При небольшой глубине скважины (менее 100 м) используется приближенная зависимость:

$$n \approx 47/S. \qquad (2.54)$$

После каждого удара долото необходимо поворачивать на некоторый угол β, чтобы повторный удар производился с максимальной эффективностью.

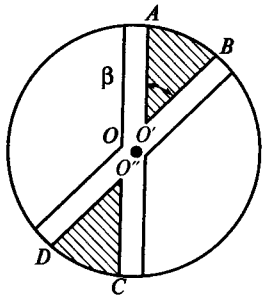


Рис. 2.12. Угол поворота долота β при ударно-канатном бурении

При ударно-канатном бурении невозможно фиксировать угол поворота долота, поэтому при последующих ударах лезвие долота может попадать в ранее уже разрушенную породу, что снижает производительность бурения. При рационально подобранном угле поворота долота имеет место не только раздавливание (смятие) породы, но и ее скалывание по некоторому сектору $O'AB$ и $O''DC$ (рис. 2.12).

Размеры секторов могут быть тем больше, чем выше хрупкость породы и чем глубже в породу проникает лезвие долота.

Чтобы определить рациональный угол поворота долота, необходимо знать:

✓ скалывающую силу, возникающую при внедрении лезвия долота в породу;

✓ сопротивление породы скалыванию.

Число ударов за полный оборот долота определяют из выражения

$$m = 360/\beta. \qquad (2.55)$$

Заметим, что число поворотов долота m соответствует числу ударов долота n за полный оборот долота. При ударно-канатном бурении невозможно устанавливать постоянный и оптимальный угол поворота долота, так как он определяется длиной и упругостью каната, высотой

сбрасывания долота, шламовым режимом и т. д., поэтому в практике необходимо увеличивать число ударов долота n для полной обработки забоя. Чем больше диаметр долота и чем крепче порода, тем больше число ударов требуется для обработки забоя.

Затраты мощности на процесс ударно-канатного бурения могут быть определены по формуле

$$N_{ср} = Q_1 V_{ср} K_1 K_2 / \eta, \qquad (2.56)$$

где Q_1 — вес бурового снаряда, кг; $K_1 = 1{,}4$ — коэффициент дополнительных сопротивлений при долблении; $K_2 = 1{,}10 \div 1{,}25$ — коэффициент динамичности; $\eta = 0{,}7 \div 0{,}8$ — КПД передачи от вала двигателя; $V_{ср}$ — средняя скорость движения оттяжного ролика, м/с.

2.5. Разрушение горных пород при вращательном бурении твердосплавным инструментом

Процесс разрушения горных пород обычно моделируется изучением явлений, происходящих при вдавливании резца в породу, часто для упрощения поставленных задач резец заменяется пуансоном с учетом того, что резец не имеет острой режущей кромки и всегда затуплен.

Породы забоя скважины находятся в условиях сложного напряженного сжатия под действием горного и пластового давления, а также гидростатического и гидродинамического давления промывочной жидкости. Взаимодействия резца-пуансона с горной породой рассмотрим с позиций теории упругости.

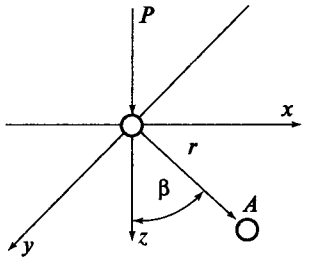


Рис. 2.13. Схема действия сосредоточенной силы P на упругое материальное полупространство

Задача Буссинеска

Буссинеск рассмотрел действие сосредоточенной силы P на упругое материальное полупространство (рис. 2.13).

В точке A напряженное состояние определяется следующими компонентами напряжений:

$$\left.\begin{aligned} \sigma_z &= \frac{3}{2}\frac{P}{\pi r^2}\cos^3\beta, \\ \sigma_x &= \frac{1}{2}\frac{P}{\pi r^2}(1+2\mu)\left(\cos\beta - \frac{1}{1+\cos\beta}\right), \\ \sigma_y &= \frac{1}{2}\frac{P}{\pi r^2}\left[(1-2\mu)\frac{1}{1+\cos\beta} - 3\cos\beta\sin^2\beta\right], \end{aligned}\right\} \qquad (2.57)$$

где σ_z — вертикальное напряжение; P — сила; r — расстояние между точкой контакта силы P и точкой A:

$$r_2 = x^2 + y^2. \qquad (2.58)$$

При $\beta = 0$

$$\sigma_z = \frac{3}{2}\frac{P}{\pi r^2}; \tag{2.59}$$

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{1}{4}\frac{P}{\pi r^2}(1 - 2\mu). \tag{2.60}$$

Все напряжения на оси симметрии являются сжимающими. На поверхности образца при $\beta = \pi/2$

$$\left.\begin{aligned} \sigma_z &= 0, \\ \sigma_x &= -(1 - 2\mu)\frac{P}{2\pi r^2}, \\ \sigma_y &= (1 - 2\mu)\frac{P}{2\pi r^2}. \end{aligned}\right\} \tag{2.61}$$

Если $\sigma_x = \sigma_y$, то это указывает на то, что имеет место деформация чистого сдвига.

При $r \to 0$ $\sigma_x \to \infty$. Следовательно, сжимающие напряжения на поверхности образца из вышеприведенных формул определить нельзя. Используя принцип Сен-Венана, сосредоточенную силу P_x можно заменить эквивалентной ей по величине равномерно распределенной нагрузке P' по кругу радиусом a. Тогда нормальные напряжения на любом расстоянии от поверхности определяются следующей формулой:

$$\sigma_z = P'\left[1 - \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{a}{z}\right)^2}\right)\right]. \tag{2.62}$$

При $z = 0$ $\sigma_z = P'$, при $z \to \infty$ $\sigma_z \to 0$.

Упругая деформация на поверхности круга в этом случае распределяется неравномерно. В центре круга:

$$\sigma_0 = \frac{2(1 - \mu^2)P'a}{E}, \tag{2.63}$$

на контуре:

$$\sigma_a = \frac{1{,}27(1 - \mu^2)P'a}{E}. \tag{2.64}$$

Под жестким пуансоном диаметром $2a$, как это следует из задачи Буссинеска, давление под ним распределено неравномерно:

$$p = \frac{P}{2\pi a\sqrt{a^2 - x^2}}. \tag{2.65}$$

В центре пуансона ($x = 0$) давление равно:

$$p = \frac{P}{2\pi a^2}. \tag{2.66}$$

На контуре $x = a$; $P \to \infty$.

Касательные напряжения, возникающие в образце под пуансоном и имеющие одни и те же численные значения, распределяются на изохромах (окружностях), проходящих через края пуансона (рис. 2.14).

Анализ приведенных формул показывает, что при $z > 0$ все главные нормальные напряжения убывают, при этом σ_z снижаются медленнее, чем σ_x и σ_y. Касательные напряжения с глубиной увеличиваются и при

$$z_{кр} = a\sqrt{\frac{2(1 + \mu)}{7 - 2\mu}} \tag{2.67}$$

достигают максимального значения, а затем уменьшаются.

Глубину $z_{кр}$ называют критической, касательные напряжения в этой точке достигают $\tau_{0\,max} = 0{,}33P$ для коэффициента Пуассона $\mu = 0{,}3$. На этой глубине часто возникают трещины, которые инициируют скол породы. Диаметр сколотой лунки существенно больше диаметра пуансона.

Под пуансоном формируется ядро уплотненной породы диаметром, равным диаметру рабочей части пуансона. При поступательном движении неуплотненная порода сдвигается по поверхности ядра.

При достижении предельного значения касательные напряжения распространяются по плоскости, расположенной под углом 45° к оси пуансона. Так как в зоне ядра касательные напряжения достигают предельных значений, то за границами сферы ядра образуются трещины. По мере роста касательных напряжений пластические сдвиги

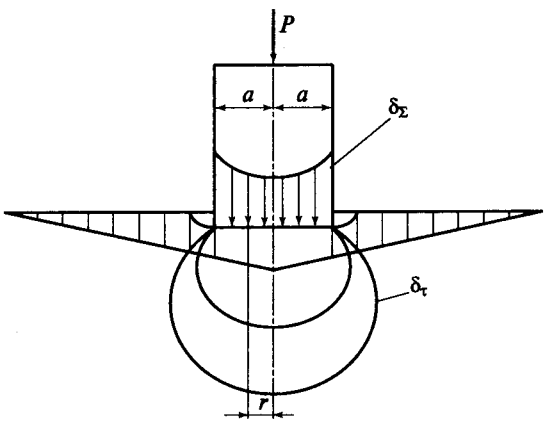


Рис. 2.14. Распределение касательных напряжений в образце под пуансоном

породы происходят и по плоскостям, лежащим под углом более 45°, поэтому скол породы распространяется до тех пор, пока не выйдет на поверхность тела за пределы поля, ограниченного торцом пуансона. Скол породы сопровождается выбросом ее части наружу, в то время как часть породы оказывается зажатой между пуансоном и дном лунки.

При взаимодействии резца с породой возникает напряженное состояние, близкое к всестороннему. В этом случае сопротивление породы внедрению резца может быть достаточно высоким, поэтому разрушение породы происходит при больших контактных давлениях, в среднем в 10—12 раз превышающих предел прочности при одноосном сжатии.

Теоретически установлена следующая зависимость между прочностью породы при всестороннем сжатии σ_3 и прочностью ее при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$:

$$\sigma_3 = (2\pi + 1)\sigma_{сж}. \qquad (2.68)$$

Таким образом, под прочностью горных пород при бурении понимается сопротивление породы внедрению в нее другого более твердого тела — резца, упругой деформацией которого можно пренебречь.

Работу лопастных долот можно моделировать внедрением длинного пуансона в горную породу (ширина $2a$) под действием равномерно распределенной нагрузки:

Напряжение в точке A (рис. 2.15)

$$\left.\begin{aligned}\sigma_y &= -\frac{P}{2}\left\{\alpha_2 - \alpha_1 + \frac{1}{2}(\sin 2\alpha_2 - \sin 2\alpha_1)\right\},\\ \sigma_z &= -\frac{P}{2}\left\{\alpha_2 - \alpha_1 - \frac{1}{2}(\sin 2\alpha_2 - \sin 2\alpha_1)\right\}.\end{aligned}\right\} \qquad (2.69)$$

На поверхности образца $\alpha_1 = \pi$; $\alpha_2 = 0$; $\sigma_y = P$ и $\sigma_z = -P$.

Введем новые величины: $\alpha_1 = \alpha$; $\alpha_2 = \pi - \alpha$; $\alpha_2 - \alpha_1 = \pi = 2\alpha_1 \cdot \sin 2\alpha_1 = \sin 2\alpha$; $\sin 2\alpha_2 = -\sin 2\alpha$.

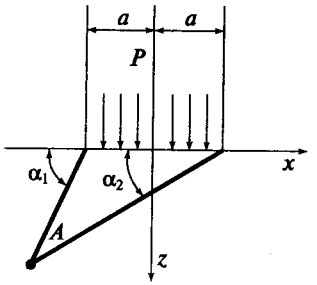


Рис. 2.15. Схема внедрения пуансона шириной $2a$ в горную породу под действием равномерно распределенной нагрузки P

Теперь формулы (2.69) принимают вид

$$\left.\begin{aligned}\sigma_y &= -\frac{P}{2}(\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha),\\ \sigma_z &= -\frac{P}{2}(\pi - 2\alpha + \sin 2\alpha).\end{aligned}\right\} \qquad (2.70)$$

Касательные напряжения описывается зависимостью:

$$\tau = \frac{\sigma_x - \sigma_z}{2} = \frac{P}{2}\sin 2\alpha. \qquad (2.71)$$

При $z = 0$ $\alpha = 0$ и $\tau = 0$; $\alpha = 45°$ $\tau_{0\max} = P/\pi$.

Максимальные касательные напряжения возникают на глубине $b = a$. Сводные данные о местоположении критической точки b и численного значения $\tau_{0\max}$ для рассмотренных задач приведены в табл. 2.13.

Таблица 2.13. **Местоположение критической точки**

Форма пуансона	Положение критической точки b на глубине	Численные значения $\tau_{0\max}$
Круглый плоский с радиусом a	$0{,}637a$	$0{,}33P$ (P — среднее)
Цилиндр с шириной полоски контакта $2a$	$0{,}78a$	$2P/\pi a$
Длинная полоска шириной $2a$	a	P/π (P — равномерно распределенное давление)

Следует отметить, что в случае наличия сил трения по поверхности штампа о породу при его перемещении критическая точка b смещается в направлении перемещения пуансона.

Задача Буссинеска позволяет рассчитать нормальные и касательные напряжения в упругом полупространстве под действием статической нагрузки. Однако если пуансон находится в состоянии движения и испытывает трение с окружающей средой, то использование расчетных формул, приведенных выше, оказывается неприемлемым. При поступательном движении пуансона (резца) схема распределения напряжений под действием вертикальной нагрузки существенно иная, чем это следует из задачи Буссинеска. В связи с относительно малыми геометрическими размерами резцов буровых коронок удельное давление на породу под ними можно принять постоянным $P(r) = \text{const}$.

Общая схема разрушения горной породы твердосплавным инструментом предусматривает первоначальное внедрение резца в породу. Дальнейшее поступательное движение резца напоминает процесс резания, когда горная порода разрушается и выдавливается из образовавшейся лунки в виде разрушенных обломков в хрупких и упруго-хрупких породах или в виде стружки в пластичных породах (рис. 2.16).

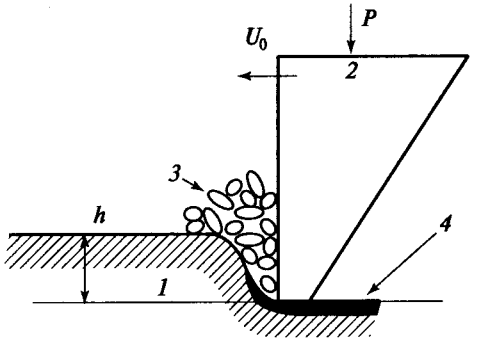


Рис. 2.16. Схема движения резца под действием силы P со скоростью U_0:
1 — горная порода; *2* — резец; *3* — разрушенная порода; *4* — зона уплотнения породы

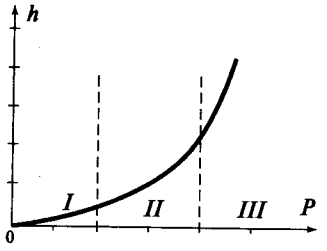


Рис. 2.17. Зависимость глубины внедрения пуансона в породу от осевой нагрузки:
I, II, III — зоны поверхностного, усталостного, объемного разрушений соответственно

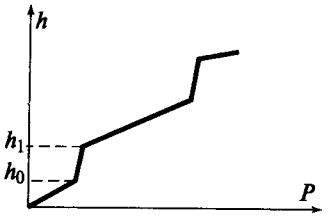


Рис. 2.18. График зависимости глубины вдавливания клина в горную породу от нагрузки

Глубина внедрения резца в породу h определяется прочностью породы и осевой силой P, которая воздействует на резец. Различают три режима разрушения горной породы при вращательном бурении: поверхностное, усталостное, объемное.

Максимальная глубина внедрения пуансона достигается при объемном режиме разрушения горной породы (рис. 2.17).

На рис. 2.18 показан график зависимости глубины погружения от нагрузки P при вдавливании клина с углом при вершине 60° в хрупкую горную породу. В начальный период происходит пластическое деформирование, и на этом участке глубина погружения пропорциональна нагрузке до величины h_0. Затем глубина погружения скачкообразно возрастает вследствие хрупкого разрушения до величины h_1, причем погружение на эту глубину происходит при нагрузке P, незначительно превышающей нагрузку, соответствующую глубине погружения. При дальнейшем вдавливании вследствие упругой и пластической деформаций глубина погружения растет очень медленно вплоть до нового скачка погружения и т. д.

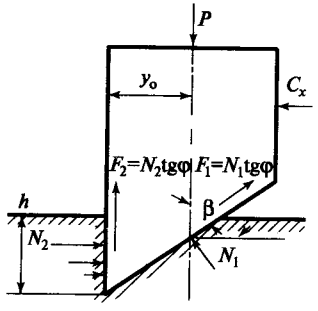


Рис. 2.19. Схема работы единичного резца твердосплавной коронки

Таким образом, процесс разрушения горных пород при вдавливании заостренных наконечников носит скачкообразный характер.

Рассмотрим работу единичного резца твердосплавной коронки (рис. 2.19). Под действием осевой нагрузки P резец внедряется в породу, на лопасть резца действуют реакции породы N_1 и N_2. Перемещение резца происходит по винтовой линии с углом γ к горизонтали:

$$\gamma = \operatorname{arctg}\frac{v_м}{v_0}, \qquad (2.72)$$

где $v_м$ — механическая скорость бурения; v_0 — окружная скорость резца на периферии породоразрушающего инструмента.

Имеется в виду, что $v_0 \gg v_м$ значения угла γ достаточно малы. Реакции N_1 и N_2 направлены нормально к передней и задней граням резца. При перемещении резца по граням возникают силы трения $N_1 \operatorname{tg}\varphi$ и $N_2 \operatorname{tg}\varphi$, где φ — угол трения резца о породу.

Схема действующих сил находится в равновесии, спроектируем силы на вертикальную и горизонтальную оси:

$$\left.\begin{aligned}\Sigma_z &= -P + N_2 \operatorname{tg}\varphi + N_1 \operatorname{tg}\varphi \cos\beta + N_1 \sin\beta = 0,\\ \Sigma_x &= N_2 - N_1 \cos\beta + N_1 \operatorname{tg}\varphi \sin\beta = 0.\end{aligned}\right\} \qquad (2.73)$$

Из второго уравнения (2.73) найдем величину N_2:

$$N_2 = N_1 \frac{\cos(\varphi+\beta)}{\cos\varphi}. \qquad (2.74)$$

Преобразуем (2.73):

$$P = N_2 \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} + N_1\left[\frac{\sin\varphi\cos\beta}{\cos\varphi} + \sin\beta\right], \qquad (2.75)$$

$$P = N_2 \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} + N_1\left[\frac{\sin\varphi\cos\beta + \sin\beta\cos\beta}{\cos\varphi}\right], \qquad (2.76)$$

$$P = N_2 \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} + N_1 \frac{\sin(\varphi+\beta)}{\cos\varphi}. \qquad (2.77)$$

Подставим в выражение (2.77) значение N_2 из формулы (2.74):

$$N_1 = \frac{P\cos^2\varphi}{\sin(\beta+2\varphi)}. \qquad (2.78)$$

Удельные нормальные давления при вдавливании резца на задней грани резца σ_N:

$$\sigma_N = \sigma_в \sin\beta, \qquad (2.79)$$

где $\sigma_в$ — нормальное удельное давление при вдавливании резца в породу:

$$h = OA\cos\beta.$$

Тогда

$$N_1 = \sigma_в \Delta r \sin\beta \frac{h}{\cos\beta} = h\Delta r \sigma_в \operatorname{tg}\beta. \qquad (2.80)$$

Подстановка N_1 из (2.80) в (2.78) дает

$$\frac{P\cos^2\varphi}{\sin(\beta+2\varphi)} = h\Delta r\sigma_в \operatorname{tg}\beta. \qquad (2.81)$$

Решая относительно h, имеем:

$$h = \frac{P\cos^2\varphi}{\Delta r \sigma_в \operatorname{tg}\beta \sin(\beta + 2\varphi)}, \quad (2.82)$$

$$h = \frac{P\eta}{\Delta r \sigma_в \operatorname{tg}\beta}, \quad (2.83)$$

где

$$\eta = \frac{\cos^2\varphi}{\sin(\beta + 2\varphi)}. \quad (2.84)$$

Угол трения резца о породу φ находится в пределах от 15 до 25°, значения коэффициента η колеблются в пределах от 0,93 до 0,97.

Формула (2.83) позволяет теоретически определить глубину внедрения резца в породу, которая возрастает при увеличении нагрузки P, и снижается при увеличении прочности пород $\sigma_в$; чем меньше угол приострения β, тем глубже величина h.

Из формулы (2.83) следует, что уменьшение угла заточки резца β способствует росту механической скорости бурения. В практике угол β лежит в пределах 60—80°. При малых углах β наблюдаются сколы острых граней при встрече твердых включений.

В расчетной формуле (2.83) величина $\sigma_в$ характеризует прочность породы. Если резец вдавливается в породу без вращения, то эта схема аналогична схеме вдавливания пуансона. Тогда за величину $\sigma_в$ можно принять с достаточной степенью достоверности твердость породы по штампу — $P_ш$.

В практике бурения внедрение резца в породу забоя осуществляется при вращении породоразрушающего инструмента и при уменьшенных усилиях P. Предложенная схема рассмотрения внедрения резца этот фактор не учитывает, поэтому позволяет получить лишь качественную картину взаимодействия резца с породой забоя. После того как резец внедрен в породу, предложенная схема рассматривает процесс движения резца в горизонтальной плоскости. В начальный период движения резца передняя грань сминает (раздавливает) породу, после чего в упруго-пластичных и хрупких породах происходит ее скол. В зависимости от характера разрушения в расчетную формулу (2.83) вводятся различные значения сопротивления горных пород смятию или сколу. В установившемся режиме работы резца порода разрушается последовательно в двух стадиях: смятие породы — скол.

Для изучения работы породоразрушающего инструмента режущего типа первостепенный интерес представляет эпюра реакции забоя. Рассмотрим этот вопрос для лопастного долота, лопасть которого — пластина толщиной δ и диаметром D ($D = 2R$, R — радиус). В. С. Владиславлев установил, что контактное давление под лопастью долота распределяется крайне неравномерно, в центральной части имеют место максимальные давления, но именно в центре лезвия горизонтальная скорость вращения лопасти равна нулю ($v_{окр} = 0$). Это обстоятельство

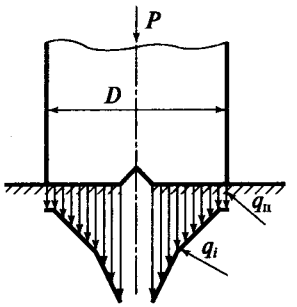


Рис. 2.20. Распределение интенсивности нагрузки под лопастным долотом

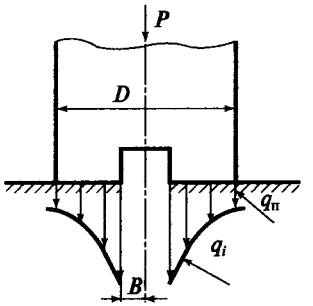


Рис. 2.21. Распределение интенсивности нагрузки под лопастным долотом с рассечкой

является причиной того, что именно центральная часть забоя наиболее трудно поддается разрушению, в результате чего механическая скорость бурения падает. Для снижения такого негативного эффекта в центральной части лопастных долот делают вырез, а образующийся при этом в этой зоне столбик горной породы периодически скалывается в результате поперечной вибрации долота. На рис. 2.20 и 2.21 показано распределение интенсивности нагрузки под лопастным долотом с рассечкой и без нее. Долото снабжено центральным вырезом, который позволяет снизить энергоемкость разрушения горных пород и повысить механическую скорость бурения.

Теоретически эпюра контактных давлений (q_i) описывается уравнением гиперболы:

$$q_i = \frac{q_R}{R_i^m}, \quad (2.85)$$

где q_R — контактное давление на расстоянии R от оси долота; m — показатель степени, определяется экспериментально, $0 < m < 1{,}5$.

Эксплуатация лопастных долот характеризуется неравномерным износом рабочих лопастей — более интенсивным износом периферийных участков. Традиционно этот недостаток компенсируется более мощным вооружением периферийных участков лопастей долота либо созданием долота, у которого бы рабочие лопасти изнашивались равномерно по длине.

Износ рабочих органов долота пропорционален работе сил трения:

$$q_i v_i = \text{const}, \quad (2.86)$$

где v_i — окружная скорость пропорциональна диаметру долота и угловой частоте вращения.

Расчет по формуле (2.86) затрудняется не только тем, что для различных пар долото — горная порода требуется экспериментально определять значения q_i, но и тем, что коэффициент трения (сопротивления) также не является величиной постоянной и зависит не только

от контактных усилий, но и от окружной скорости. Геометрия лопастей с равномерным износом имеет конусообразную форму и с достаточной степенью точности описывается уравнением гиперболы.

Мощность, затрачиваемая на разрушение горной породы

Разрушение породы забоя происходит при перемещении резца под действием силы вращения C_x:

$$\Sigma_x = -C_x + N_2 + (P - N_2 \operatorname{tg} \varphi) \operatorname{tg} \varphi, \qquad (2.87)$$

$$N_2 = h \Delta r \sigma_в,$$

$$C_x = h \Delta r \sigma_в + P \operatorname{tg} \varphi - h \Delta r \sigma_в \operatorname{tg} \varphi,$$

$$C_x = h \Delta r \sigma_в (1 - \operatorname{tg} \varphi) + P \operatorname{tg} \varphi. \qquad (2.88)$$

Отсюда крутящий момент $M_{кр}$ (Н · а), с которым вращается резец, находим из следующей формулы:

$$M_{кр} = C_x D/2, \qquad (2.89)$$

где $D/2$ — радиус расположения резца от оси породоразрушающего инструмента.

Известно, что между крутящим моментом и мощностью существует связь:

$$M_{кр} = \frac{N}{\omega}, \qquad (2.90)$$

где N — мощность; ω — угловая скорость.

Отсюда мощность, затрачиваемая на разрушение породы одним резцом, равна:

$$N_i = \frac{\pi C_x D_i n^2}{60} \approx \frac{C_x D_i n}{20}. \qquad (2.91)$$

Суммарная мощность у резцов, расположенных на различных расстояниях от центра, определяется следующим образом:

$$N_\Sigma = \sum_{j=1}^{j} N_i. \qquad (2.92)$$

Из формулы (2.91) следует, что затраты мощности на разрушение горной породы и трение инструмента о забой растут пропорционально величине C_x и расстоянию от оси инструмента — $D/2$. В свою очередь величина C_x связана с величиной осевой нагрузки на резец $C_x = KP$, где K — коэффициент трения.

Особенно значителен рост мощности от частоты вращения. Формула (2.91) не учитывает затрат мощности на трение боковых лезвий резца о стенки скважины и трение резца о разрушенную породу. Однако эти затраты относительно невелики и составляют менее 10 %

от мощности, рассчитанной по формуле (2.92). Для расчетов забойной мощности, измеряемой в кВт, удобнее пользоваться формулой

$$N_{р.з} = 5{,}3 \cdot 10^{-4} P n D_{ср} (0{,}137 + \eta),$$

где P — осевая нагрузка на коронку, Н; n — частота вращения коронки, об/мин; $D_{ср}$ — средний диаметр коронки, м; η — коэффициент трения резцов коронки о породу забоя.

Силы трения, действующие на резец, изнашивают наиболее интенсивно режущую заостренную его часть. В результате изменяется геометрия резца, и для его внедрения на проектную глубину h требуется приложить большее усилие, чем это следует из формулы (2.83).

Углубка коронки за оборот равна

$$h_{об} = hm, \qquad (2.93)$$

где m — число основных резцов в линии резания; h — углубка основного резца в породу.

Механическая скорость бурения $v_м$ (м/с) будет равна:

$$v_м = h_{об} n = hmn. \qquad (2.94)$$

Механическая скорость бурения при своевременной очистке забоя от шлама пропорциональна глубине внедрения единичного резца; числу основных резцов в линии «резания»; частоте вращения коронки в единицу времени.

2.6. Разрушение горных пород алмазным инструментом

Алмаз — самый твердый минерал, поэтому его используют в бурении для разрушения твердых и самых крепких горных пород. Рассмотрим процесс разрушения горной породы при алмазном бурении с позиций внедрения единичного алмаза в горную породу. При этом глубину погружения алмаза определяем по формуле:

$$h_{р1} = \frac{P}{\pi Д_а P_ш}, \qquad (2.95)$$

где $h_{р1}$ — глубина погружения в породу, мм; P — осевая нагрузка, даН; $Д_а$ — диаметр алмаза, мм; $P_ш$ — твердость пород по штампу, даН/мм^2.

Глубина разрушенной породы $h_р$ превышает фактическую глубину внедрения в нее алмаза главным образом за счет скалывания объемов породы (рис. 2.22):

$$h_р = k_р h_{р1}, \qquad (2.96)$$

где $k_р$ — зависит от свойств горных пород; значения коэффициента $k_{р1}$ приведены ниже.

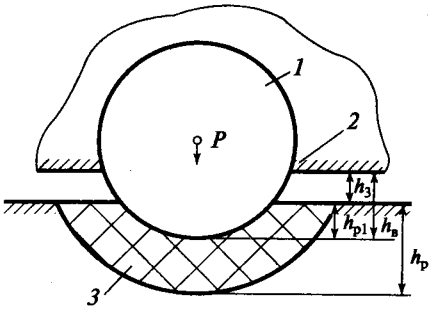


Рис. 2.22. Расчетная схема разрушения породы единичным алмазом:

1 — алмаз; *2* — матрица; *3* — разрушенная порода; $h_з$ — зазор между матрицей и забоем; $h_в$ — выпуск алмаза из матрицы; $h_р$ — глубина разрушенной породы; $h_{р1}$ — фактическая глубина внедрения алмаза в породу

Значение коэффициента $k_р$

Горные породы	$k_р$
Мрамор	1,3—1,5
Сланец окварцованный	3,0—4,0
Роговик	4,2—8,0
Порфирит	3,0
Габбро	9,0
Кварцит	10
Гранит	9—10
Известняк	10—12

Для алмазов, отличающихся от шара, формула (2.96) принимает вид

$$h_р = h_{р1} k_р k_ф, \qquad (2.97)$$

где $k_ф$ — коэффициент, учитывающий форму алмаза; для октаэдра $k_ф = 1{,}5$, для дробленных алмазов $k_ф = 1{,}3$.

Повышение осевой нагрузки на алмаз вызывает увеличение глубины и ширины лунки разрушенной породы, причем эта зависимость близка к параболической. При движении алмаза по породе образуется лунка, ширина которой всегда превышает величину внедряемой части алмаза в породу. Ширина лунки разрушения в 1,2—1,8 раза превышает ширину внедряемой части алмаза, а глубина увеличивается в 1,3—5 раз.

В твердых, крепких и хрупких горных породах процесс разрушения происходит в режиме смятия и раздавливания, в вязких и пластичных — с элементами микрорезания.

В упруго-хрупких породах разрушение происходит в пульсирующем режиме из-за опережающих деформаций от возникающих в ней напряжений. В момент скалывания породы давление в точке соприкосновения с алмазом снижается, а затем снова повышается до величины, необходимой для разрушения.

В пластичных породах алмаз передней гранью непрерывно соприкасается с породой. Размеры лунки при этом приближаются к размерам внедренной в породу части алмаза. В реальных условиях алмаз с горной породой имеет контакт лишь в так называемых «пятнах», размер которых колеблется от нескольких микрон до 30—40 Мкм.

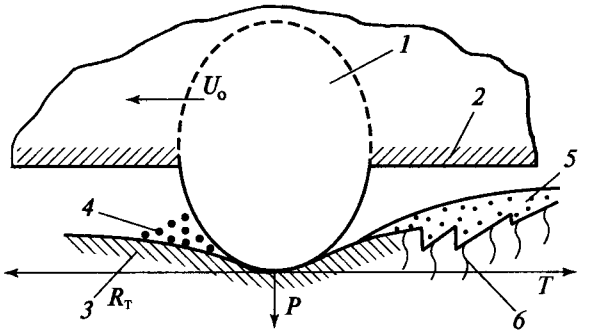


Рис. 2.23. Схема разрушения горной породы единичным алмазом:

1 — алмаз; *2* — матрица; *3* — горная порода; *4* — буровой шлам; *5* — смятая порода; *6* — горная порода, ослабленная трещинами

Буровой шлам распределяется по обеим сторонам лунки, а на ее дне он спрессован в плотную массу (рис. 2.23).

Единичный алмаз можно рассматривать как пуансон (резец), находящийся под воздействием осевой нагрузки P и движущийся с окружной скоростью $V_о$. Перед передней гранью в породе возникают сжимающие напряжения, а на противоположной стороне — напряжения растяжения. Горная порода разрушается под воздействием осевого усилия P и тангенциального усилия $R_т$. Крутящий момент на алмазе расходуется на преодоление сил сопротивления породы на разрушение $R_п$ и сил трения (см. рис. 2.23):

$$R_т = R_п + P_f = R_п + T, \qquad (2.98)$$

где $R_т$ — усилие, расходуемое на разрушение породы и трение, Н; $R_п$ — сопротивление породы на разрушение, Н; f — коэффициент трения алмаза о породу; T — сила трения, Н.

Объемное разрушение пород по теории Крагельского-Друянова является синонимом внутреннего трения. Внешнее трение характеризует заполирование алмаза. Переход от внешнего трения к микрорезанию имеет место при условии

$$\frac{h_{р1}}{r} + \frac{\tau}{\sigma_т} > 0{,}5, \qquad (2.99)$$

где r — радиус индентора (алмаза), м; τ — сдвиговая прочность породы, Па; $\sigma_т$ — предел текучести горной породы, Па; $h_{р1}$ — глубина внедрения алмаза, м.

Процесс заполирования алмазной коронки характеризуется усталостным режимом разрушения породы (упругое оттеснение тонких пленок породы, шлифование, поверхностное истирание). Число циклов K, приводящих к разрушению породы, стремится к бесконечности: $K \to \infty$, $h \to 0$ и $h/r + \tau/\sigma_т < 0{,}5$.

Нормальный процесс бурения протекает при усталостном, абразивном и эрозионном характере износа породы, называемом микрорезанием.

При этом режиме $K \to 1$ и $h/r + \tau/\sigma_т \geq 0{,}5h \to h_{opt}$.

Повышенный износ алмазной коронки имеет место при $h/r + \tau/\sigma_т > 1{,}2$ и $h \to r/4$.

Для различных горных пород отношение $\tau/\sigma_т$ колеблется от 0,49 до 0,57.

Помимо теории Крагельского-Друянова процесс разрушения горных пород при алмазном бурении рассматривается в целом ряде работ на основании положений теории упругости. В последнее время сделаны попытки описания этого процесса с позиции величины энтропии как меры незавершенности всех протекающих в природе процессов.

До 70—75 % величины крутящего момента на буровой коронке приходится на преодоление силы трения о забой, поэтому рекомендовано применять овализованные и полированные алмазы, у которых коэффициент трения о породу ниже. Использование таких алмазов способствует повышению механических скоростей бурения и снижает интенсивность износа алмазов.

Алмазам свойственны недостаточно высокие допустимые напряжения на изгиб и скалывание, поэтому при бурении в трещиноватых породах и большой величине выпуска алмаза из матрицы наблюдаются сколы алмаза и, как следствие этого, преждевременное снятие коронки и прекращение рейса. В практике величина $h_в$ колеблется от 5 до 20 (25) % в зависимости от диаметра алмаза. В сильно трещиноватых породах используют породоразрушающие инструменты с минимальным выпуском алмазов, а также коронки, армированные мелкими фракциями алмазов (300 шт. на карат и менее) — импрегнированные алмазные коронки.

Алмаз весьма чувствителен к температурной среде, в которой он работает. При температуре выше 900—1000 °С алмаз переходит в графит и не может быть использован в качестве породоразрушающего инструмента. Рабочим режимом в алмазном бурении является температура до 150—200 °С. Дальнейшее повышение температуры отрицательно сказывается на прочностных характеристиках алмаза. Например, при температуре 500 °С его прочностные характеристики снижаются примерно вдвое (рис. 2.24).

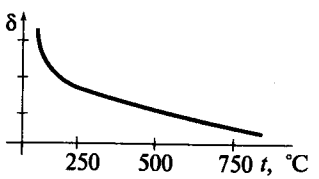


Рис. 2.24. Зависимость прочности алмаза от температуры его нагрева

Нормальный процесс бурения ограничен с одной стороны углубками, определяющими переход от процесса внешнего трения к процессу микрорезания, с другой — углубками, соответствующими процессу микрорезания и обеспечивающими нормируемое охлаждение и износ алмазного вооружения.

Чем большую работу выполняет алмаз и чем хуже он охлаждается, тем выше его

температура, а значит, алмаз требует интенсивного охлаждения,— эту роль выполняет промывочная жидкость. Конструкция породоразрушающего инструмента должна обеспечивать беспрепятственный ее проход к алмазам. Если в зазоре между забоем и матрицей образуются шламовые пробки, то это препятствует охлаждению алмаза и нередко является причиной «прижога» алмазной коронки и ее выхода из строя. Между глубиной погружения алмаза в породу h_{p1} и зазором $h_з$ существует некоторое соотношение ε:

$$\varepsilon = \frac{h_з}{h_{p1} K_р} \to \text{opt}, \qquad (2.100)$$

где ε — доминантный критерий оптимизации; $K_р$ — величина, характеризующая рост объема разрушенной породы за счет скалывания и т. п., $K_р = 1 \div 10$.

Бурение протекает в оптимальном режиме при $\varepsilon \approx 5 - 10$. Экспериментально установлено, что глубина погружения единичного алмаза составляет от 0,1 до 30 мкм. Размер бурового шлама в монолитных породах составляет, как правило, от 100 до 600 мкм, однако в трещиноватых и хрупких горных породах скалываются кусочки породы до 0,8—1,2 мм.

В горных породах, содержащих железо, возникают ситуации, когда поверхность алмаза заполировывается, что снижает скорость и глубину погружения алмаза бурения практически до нуля. В таких случаях идеальная очистка забоя от шлама не способствует нормальному процессу бурения — следует использовать такую подачу промывочной жидкости, чтобы на забое оставалось незначительное количество бурового шлама. Такой режим промывки для различных конструкций коронок и различных пород подбирается опытным путем.

В практике часто используют так называемый метод «сухой» заточки коронки, когда подачу бурового раствора приостанавливают на 10—12 с, в результате образующийся шлам срывает заполированную пленку с алмаза, т. е. обеспечивает возвращение его в нормальное работоспособное состояние.

Эффективность алмазного бурения существенным образом определяется расположением алмазных зерен в инструменте. Если расположить алмазные зерна от *1* до *8* в торце алмазной коронки, как показано на рис. 2.25, то каждое из них будет срезать с забоя некоторую

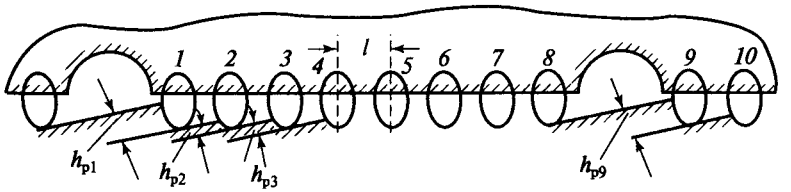


Рис. 2.25. Расположение алмазных зерен в инструменте

стружку горной породы. Наибольшую нагрузку несут так называемые лидирующие зерна алмазов: *1* и *8*, именно они подвержены поэтому наибольшему износу. Аналогичная картина возникает, если алмазные зерна имеют различную величину выпуска из матрицы. Алмазные зерна должны быть по возможности равномерно нагружены ($h_{pi} \approx \text{const}$). Это условие может быть получено из соотношения $\frac{v_o}{v_м} = \frac{l}{h_{p1}}$. Откуда

$$l = \frac{v_o h_{p1}}{v_м}, \qquad (2.101)$$

где v_o — окружная скорость; $v_м$ — механическая скорость бурения; l — расстояние между алмазами в ряду резания.

Данная формула позволяет рассчитать расстояние между алмазами l в ряду резания в зависимости от принятого значения h_{p1} и значений v_o. Из формулы (2.101) следует, что расстояние l при использовании высоких окружных скоростей инструмента может быть уменьшено. Таким образом, значение параметра l позволяет определить оптимальные значения насыщенности алмазов в матрице. Следует также заметить, что высокие механические скорости бурения достигаются только при высоких значениях концентрации алмазов в коронке.

Увеличить глубину внедрения алмаза в породу можно лишь до определенного предела. В зависимости от качества алмазное зерно начинает раскалываться при усилии 10—15 даН. Поэтому повысить механическую скорость алмазного бурения можно, если использовать высокие частоты вращения коронки ($v_o \approx 3{,}5$—$5{,}0$ м/с):

$$v_м = h_{об} n, \qquad (2.102)$$

где $h_{об}$ — углубка инструмента за один оборот; n — окружная скорость.

Абстрагируясь, можно считать, что

$$h_{об} = h_{pi} i, \qquad (2.103)$$

где i — число алмазов в линии резания; h_{pi} — фактическая глубина внедрения i-го алмаза (см. рис. 2.25), тогда $v_м = h_{pi} in$.

Для расчета механической скорости бурения удобно пользоваться номограммой [5], в основу которой положены оптимальные значения углубки за оборот, определенные для различных геолого-технических условий.

В течение рейса величина углубки на оборот $h_{об}$ поддерживается на определенном оптимальном уровне (чаще всего $h_{об} = \text{const}$) при соответствующей осевой нагрузке. Использование однослойного инструмента характеризуется износом зерен алмазов и увеличением их контактной поверхности с забоем. В этих случаях рекомендуется увеличивать осевую нагрузку на коронку, чтобы выполнялось условие $h_{pi} \to \text{const}$.

Увеличение осевой нагрузки на алмаз выше допустимой приводит к его растрескиванию и быстрому выходу из строя. Отколотые куски

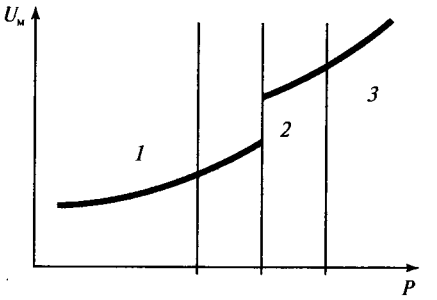


Рис. 2.26. Зависимость механической скорости от осевой нагрузки на алмаз: *1, 2, 3* — рабочий, переходный, критический режимы бурения соответственно

разрушают другие, целые алмазы и инструмент быстро выходят из строя. Переход в критический режим происходит скачкообразно, при этом вырастает не только скорость бурения и износа, но и мощность, затрачиваемая на забойные процессы (рис. 2.26). Такой режим называют критическим.

Установлено, что буровой шлам эвакуируется с забоя через промывочные окна (каналы). Буровой шлам в процессе вращения коронки увлекается в направлении движения последней с меньшей скоростью, чем скорость движения сектора. В результате под торцом всегда присутствует некоторое количество шлама. При совмещении промывочного окна со шламом происходит его эвакуация с забоя. Степень полноты эвакуации шлама зависит от интенсивности подачи промывочной жидкости и конструкции промывочных каналов. При определенных условиях (недостаточная подача промывочной жидкости, большая длина сектора, неэффективная конструкция промывочного канала) под сбегающей частью сектора скапливается шлам, полностью перекрывая зазор между матрицей и забоем. Возникают условия, при которых алмазы плохо охлаждаются и возникает процесс их графитизации (прижога). Экспериментально было установлено, что в таких случаях, для эвакуации шлама с забоя, коронка должна периодически (до 3—4 раза за оборот) перемещаться вверх. Очевидно, что такой режим алмазного бурения нельзя признать оптимальным.

Существенно улучшаются условия эвакуации шлама при использовании буровых коронок с уменьшенной длиной сектора, когда в ряду резания одного сектора устанавливается до 3—4 зерен алмазов.

При рассмотрении торца породоразрушающего инструмента хорошо видно, что число алмазов в рядах резания пропорционально увеличивается от центра к краю, поэтому нагрузка на единичный алмаз по мере его удаления от центра уменьшается. В результате возникают условия, когда алмазы оказываются нагружены крайне неравномерно: на периферийных участках углубки оказываются ниже, чем это сле-

дует из условий теории Крагельского-Друянова. Это обусловливает работу таких алмазов в режиме внутреннего трения, что, в свою очередь, приводит к заполированию алмазов. Одним из путей решения этой проблемы является использование тонкостенных буровых коронок.

Исследования, проведенные на кафедре разведочного бурения РГГРУ, позволили установить, что при высокооборотном режиме алмазная буровая коронка вращается крайне неравномерно. В течение одного оборота коронка в двух-трех моментах вообще не вращается, а ее ось вращения отклоняется от оси скважины,— в результате одновременно в работе находится лишь 30—50 % от всех торцевых алмазов.

Нестационарные виды движения буровой коронки обусловливают динамический режим работы алмазов, что крайне негативно сказывается на их износостойкости. Для снижения этого негативного явления в практике используют различные центрирующие компоновки бурового снаряда и антифрикционные промывочные жидкости.

Расчет мощности (кВт) на разрушение забоя алмазной коронкой определяют по формуле

$$N_{р.з} = (F_р + F_т)\frac{R_{ср}n}{9750}, \qquad (2.104)$$

где $F_р$ — сила, необходимая для разрушения породы, Н; $F_т$ — сила трения, Н; $R_{ср}$ — средний радиус коронки, м; $R_{ср} = \frac{(D_н + D_в)}{4}$; n — число оборотов коронки.

Для практических расчетов затрат мощности при алмазном бурении применяют формулу

$$N_{р.з} = 2 \cdot 10^{-4} PnD_{ср}, \qquad (2.105)$$

Энергоемкость разрушения горных пород при алмазном бурении A_y может быть определенна по формуле

$$A_y = \frac{KP^{\alpha}n^{\beta}}{\overline{D}v_м^{\gamma}}, \qquad (2.106)$$

где P — осевая нагрузка на рабочий орган, Н; n — частота вращения, $с^{-1}$; $\overline{D}$ — средний диаметр коронки, м; $v_м$ — механическая скорость бурения, м/с; K — опытный коэффициент, зависит от конструктивных параметров породоразрушающего инструмента и свойств породы; γ — показатель степени, определяемый экспериментально.

На контакте взаимодействия породоразрушающего инструмента с породой возникает акустическое поле (явление акустической эмиссии) и волновое воздействие на породу. Согласно волновой теории разрушение горных пород при бурении осуществляется за счет поглощения энергии упругой волны, генерируемой при динамическом взаимодействии резцов инструмента (алмазов) с породой. Размеры отделяемых от забоя частиц определяются характером разрушения (хрупкое, хрупко-пластичное и пластичное) и спектральным составом упругой волны, который, в свою очередь, зависит от конструктивных особенностей породоразрушающего инструмента и режимов бурения. Энергия волны поглощается тем интенсивнее, чем выше частотный спектр волны.

Механизм разрушения породы при использовании коронок, оснащенных крупными алмазами (однослойные коронки), состоит в том, что в породу излучается относительно низкочастотная упругая волна с большой амплитудой, которая обладает достаточной энергией и распространяется на значительные расстояния. Развитие трещин обусловлено прочностью связей между зернами кристаллов, которые значительно менее прочные, чем внутри кристаллов. В результате от забоя отделяются крупные частицы породы.

При бурении коронками, оснащенными мелкими алмазами (импрегнированные коронки), генерируется относительно высокочастотная волна с малой амплитудой. Энергия высокочастотной волны поглощается в тонком приповерхностном слое и сопровождается в основном развитием микротрещин внутри кристаллов. При этом от массива отделяются мелкие частицы породы.

2.7. Разрушение горных пород при бурении шарошечными долотами

Бурение шарошечными долотами имеет широкую область применения. Главную долю бурения шарошечными долотами составляют разведочные и эксплуатационные скважины на нефть, газ и воду в породах любой твердости. При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые шарошечные долота применяют, как правило, на верхних интервалах геологического разреза, по которому по ранее пробуренным с отбором керна скважинам накоплена исчерпывающая информация. Шарошечные долота широко используют при бурении взрывных скважин в карьерах и при подземной разработке месторождений. Кроме того, шарошечные долота применяют для бурения поисковых, опорных, инженерно-геологических, гидрогеологических, геотехнологических, гидротехнических, строительных, вентиляционных скважин. Наиболее распространены долота, применяемые при бурении пород различной твердости от мягких до самых крепких: долота дробяще-скалывающего действия.

Рассмотрим характер разрушения породы забоя шарошечными долотами. При перекатывании шарошки по забою ее зубья внедряются в горную породу, которая разрушается в режиме смятия и дробления. В мягких и средних по твердости породах осуществляется так называемый режим проскальзывания зубьев, при котором происходит скалывание (срезание) стружки породы. Конструктивно шарошки располагают в долоте по двум схемам: 1 — с пересечением осей шарошек с осью долота в одной точке (рис. 2.27, *а*); 2 — со смещением осей шарошек по направлению вращения долота параллельно положению, при котором их оси пересекаются в одной точке. Такое смещение на величину l называют положительным (см. рис. 2.27, *б*).

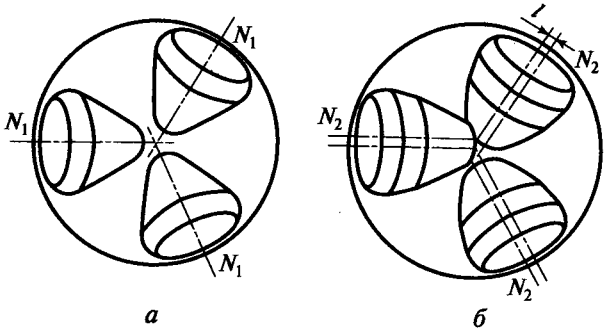


Рис. 2.27. Схемы расположения шарошек в долоте:
а — с пересечением осей шарошек с осью долота; *б* — со смещением осей шарошек по направлению вращения долота (положительное смещение) на величину *l*

По первой схеме сконструированы долота типов СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К и ОК, по второй — М, МЗ, МС, МСЗ, С и СЗ

Проанализируем, при каких условиях шарошечные долота разрушают породу только дроблением, а при каких — дроблением и скалыванием. Допустим, что шарошки имеют форму гладкого конуса, образующие которого пересекаются с осью долота в одной точке *О* (рис. 2.28, *а*). Отложим от точки *О* вектор угловой скорости шарошки $\omega_ш$ вокруг оси *ОБ* и вектор угловой скорости долота $\omega_д$ вокруг оси *ОА*. Геометрическая сумма этих векторов представляет собой вектор абсолютной угловой скорости шарошки $\omega_{ш.а}$ вокруг перемещающейся мгновенной оси *MN*, которая в данном случае совпадает с образующей шарошки, по которой она соприкасается с плоскостью забоя.

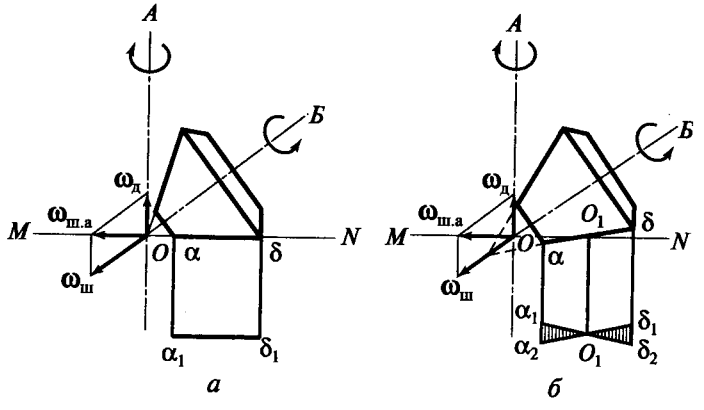


Рис. 2.28. Кинематические схемы работы шарошек:
а — одноконусные с пересечением оси и образующих конуса с осью долота; *б* — одноконусные с пересечением оси с осью долота, а образующих конуса — за осью долота

Таким образом, конические поверхности движущихся шарошек, имеющих вершины в неподвижной точке *О*,— геометрическое место мгновенных осей, поэтому шарошки у такого долота катятся по забою без скольжения (см. рис. 2.28, *а*).

В случае, если шарошка имеет форму гладкого конуса, ось которого пересекается с осью долота в точке *О*, а образующие пересекаются за осью (или до оси) долота, мгновенная ось *MN* (рис. 2.28, *б*) проходит через точки *О* и O_1. Точка O_1 лежит на образующей конуса шарошки и в момент ее контакта с забоем неподвижна. Все другие точки, расположенные на образующей шарошки, описывают дуги окружностей, радиусы которых равны расстоянию этих точек до мгновенной оси. В результате все точки, расположенные слева и справа от точки O_1, проскальзывают по забою. След, остающийся при этом на забое, показан на рис. 2.28, *б*. Условия работы многоконусных шарошек аналогичны описанным применительно к схеме, изображенной на рис. 2.28, *б*.

У долот со смещенными осями шарошек (см. рис. 2.27, *б*) скольжение шарошек по забою значительно увеличивается, поэтому усиливается эффект скалывания породы. Чем крепче горная порода, тем меньше должно проскальзывать долото — разрушение забоя осуществляется в основном за счет дробления. Эффект скольжения решается за счет выполнения шарошек многоконусными, выносом их вершин за ось долота и смещением осей шарошек в плане на некоторую величину в направлении вращения долота: чем больше величина смещения осей шарошек, тем больше проскальзывает долото, осуществляя скалывание породы.

Интенсивность проскальзывания породоразрушающих элементов шарошек по забою оценивается коэффициентом скольжения, получаемым в результате деления суммы площадей, описываемых за один оборот долота проскальзывающими породоразрушающими элементами шарошек, на площадь забоя скважины. Следовательно, у долот, соответствующих рис. 2.28, *а*, коэффициент скольжения равен нулю. Во всех других случаях он колеблется от 0,01 до 0,15.

Таким образом, шарошечные долота, характеризующиеся коэффициентом скольжения, равным нулю, только дробят породу, а долота с проскальзывающими шарошками дробят и скалывают ее.

Рассмотрим кинематику шарошечного долота. Шарошки вращаются вокруг своей оси и вокруг оси долота. Вращаясь вокруг своих осей, шарошки попеременно касаются забоя то одним, то двумя зубьями, т. е. шарошка при своем качении по забою то поднимается, то опускается, производя при этом удары по забою, вследствие чего зубья шарошки оказывают на породу не только статическое, но и динамическое воздействие. На рис. 2.29 показана схема работы шарошечного долота. Определим работу одного удара *А*, наносимого зубом шарошки по забою, определяемого произведением силы на путь:

$$A = hP_y, \qquad (2.107)$$

где h — путь, совершаемый зубом при ударе по забою (высота падения зуба); P_y — удельная нагрузка на зуб.

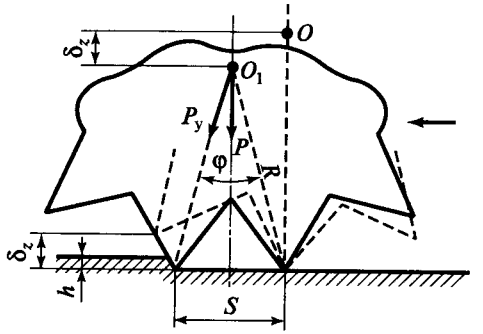


Рис. 2.29. Схема работы шарошечного долота

Из рис. 2.29 следует:

$$h = 2R\sin^2\frac{\pi}{2z}, \tag{2.108}$$

где z — число зубьев шарошки; R — радиус шарошки.

Тогда

$$A = P_y R\sin^2\frac{\pi}{2z}. \tag{2.109}$$

Частоту вращения шарошки в 1 мин вычисляют по формуле

$$n_ш = \frac{D_д}{D_ш}n_g, \tag{2.110}$$

где $D_д$ — диаметр долота, м; $D_ш$ — диаметр шарошки, м; n_g — частота вращения долота в 1 мин.

Тогда число ударов шарошки m в 1 мин по забою определим из выражения

$$m = n_ш z = \frac{D_д}{D_ш}n_g Z. \tag{2.111}$$

Из формулы (2.111) очевидно, что число ударов, выполняемых шарошкой по забою за 1 мин, пропорционально диаметру долота, числу оборотов долота в 1 мин и обратно пропорционально диаметру шарошки.

Осевую нагрузку на долото, обеспечивающую объемное разрушение породы, определяют по формуле В. С. Федорова из выражения

$$P_g = k_{заб}P_{шт}S_к, \tag{2.112}$$

где $k_{заб}$ — коэффициент, учитывающий влияние факторов, действующих в реальных условиях бурения (наиболее часто $k_{заб} = 0{,}4 \div 0{,}7$);

$P_{шт}$ — твердость по штампу; $S_к$ — площадь контакта зубьев долота с забоем, которую приближенно можно вычислить из выражения

$$S = 1{,}3D_д\eta в, \tag{2.113}$$

где 1,3 опытный коэффициент, учитывающий фактическую среднюю площадь контакта при нулевом погружении зубьев; $D_д$ — диаметр долота; η — коэффициент перекрытия забоя; $в$ — притупление зубьев:

$$\eta = \frac{1}{R}\sum_{i=1}^{n_z} l_i, \tag{2.114}$$

где R — радиус долота; n_z — число венцов; l_i — ширина i-го венца.

По В. С. Федорову наибольшее число оборотов трехшарошечного долота, выше которого происходит снижение эффективности энергии долота при разрушении забоя, определяется из выражения:

$$n = 60\frac{d_ш}{t_к z D_д}, \tag{2.115}$$

где $d_ш$ — диаметр шарошки; $t_к$ — минимальная продолжительность контакта зуба с породой, принимается в зависимости от категории пород при буримости; z — число зубьев на периферийном венце шарошки, определяемое по справочной литературе.

Механическая скорость бурения шарошечными долотами определяется по формуле

$$v = v_0 e^{-\varphi t}, \tag{2.116}$$

где v_0 — начальная скорость бурения, м/ч; e — основание натуральных логарифмов; φ — коэффициент уменьшения скорости бурения по времени, связанный с износом вооружения долота (декремент затухания), $ч^{-1}$; t — время работы долота, ч.

При бурении шарошечными долотами небольших размеров мощность на разрушение забоя (кВт) определяют по формуле

$$N_{р.з} = P_{ос}Dn \cdot 3{,}5 \cdot 10^{-4}, \tag{2.117}$$

где $P_{ос}$ — нагрузка на долото, даН; D — диаметр долота, м; n — частота вращения, об/мин.

Мощность, затрачиваемую на разрушение забоя долотами диаметром 120—450 мм, определяют по формуле

$$N_{р.з} = C \cdot 10^{-5} n D^{0,4} P_d^{1,3}, \tag{2.118}$$

где C — коэффициент крепости для пород: мягких равен 2,6, пород средней крепости — 2,3, крепких — 1,85; D — диаметр долота, мм; n — частота вращения, об/мин; P_d — осевая нагрузка на долото, кН.

Мощность, потребляемая на разрушение колонковым долотом (кВт), определяют по формуле

$$N_{р.з} = N_y S, \qquad (2.119)$$

где N_y — удельная мощность, отнесенная к 1 см^2 забоя, кВт/см^2 (в зависимости от нагрузки на долото, частоты вращения и скорости бурения N_y колеблется в пределах 0,06—0,18 кВт/см^2); S — площадь забоя, см^2.

2.8. Разрушение пород при ударно-вращательном бурении

При ударно-вращательном бурении разрушение породы происходит при одновременном воздействии ударных нагрузок и вращении породоразрушающего инструмента. Нанесение ударных импульсов снижает энергоемкость процесса разрушения, так как большинство пород (особенно хрупкие) имеют пониженную прочность при динамическом характере прикладываемой нагрузки. Накладываемые на породу ударные импульсы обеспечивают рост глубины внедрения режущих элементов в породу и вызывают появление остаточных деформаций в виде трещин. Собственно разрушение породы (скалывание) происходит только при вращении бурового инструмента, в результате чего повышается механическая скорость бурения. Для практической реализации ударно-вращательного бурения применяют специальные забойные ударные машины. Машины, работающие на промывочной жидкости, называют гидроударниками, машины, приводимые в действие сжатым воздухом,— пневмоударниками.

Ударно-вращательное бурение применяют в твердых горных породах VI—XI категорий по буримости.

Бурение гидроударными машинами

Гидроударник — это забойная машина, которая приводится в действие энергией гидравлического удара, создаваемого потоком промывочной жидкости. Гидравлический удар формируется в гидроударнике в момент перекрытия канала, по которому движется промывочная жидкость, специальным клапаном, в результате чего возникает аномально высокое давление, перемещающее поршень-боек с нанесением удара по наковальне. Энергия удара в виде ударного импульса передается по колонковой трубе породоразрушающему инструменту. Разрушение породы при ударно-вращательном бурении происходит в результате суммарного воздействия ударных импульсов, осевой нагрузки и крутящего момента.

Гидроударные машины классифицируют по кинематике рабочего процесса и способу распределения жидкости (Л. Э. Граф, Д. И. Коган).

Гидроударники прямого действия — машины, в которых разгон поршня-бойка и удар его по наковальне, жестко связанной с породоразрушающим инструментом, осуществляется под действием энергии потока промывочной жидкости, а возврат поршня-бойка в исходное положение — за счет сжатой пружины. Большинство гидроударников для бурения разведочных скважин выполнено по схеме прямого действия: Г-7, Г-9, ГВ-5, ГВ-6 (табл. 2.14). В гидроударнике прямого действия разгон поршня-бойка и удар его по наковальне осуществляется под действием массы поршня-бойка и энергии сжатой пружины, а подъем — взвод поршня-бойка с одновременным сжатием силовой пружины — под действием гидравлического удара. Такие гидроударники не получили широкого применения в разведочном бурении, поскольку для обеспечения необходимой скорости взвода поршня-бойка требуется большой расход промывочной жидкости.

Таблица 2.14. **Техническая характеристика гидроударников**

Марка гидроударника	Г-9	Г-7	ГВ-5	ГВ-6
Диаметр коронки, мм	59	76; 93	76; 93	59; 76
Диаметр корпуса, мм	54	70	73	54
Рабочая жидкость	Техническая вода		Техническая вода и глинистый раствор	
Расход жидкости, л/мин	120—160	180—220	130—150	120—150
Перепад давления в машине, МПа	1,2—2,0	1,5 или 3,0	1,0—1,5	1,5
Энергия единичного удара, Н · м	50—60	60—70	10—15	5
Частота ударов, удар/мин	1000	1200	2800—3600	3000
Тип коронки	ГПИ-126М	ГПИ-74МВ	Серийные твердосплавные и алмазные коронки	

Гидроударники подразделяют по частотной характеристике на среднечастотные с частотой ударов 1200—1500 в минуту и высокочастотные — 2000—3000 ударов в минуту. Среднечастотные гидроударники (Г-7, Г-9) имеют более высокую энергию единичного удара и предназначены для бурения в породах средней твердости и твердых специальным твердосплавным инструментом и шарошечными долотами диаметром 59 и 93 мм.

Высокочастотные — ГВ-5, ГВ-6 — с более низкой энергией единичного удара применяют для бурения в породах средней твердости и твердых с использованием обычных серийных твердосплавных и алмазных коронок диаметрами 59 и 76 мм.

Гидроударники прямого действия работают по схеме, изображенной на рис. 2.30. Во время спуска и подъема гидроударник находится в подвешенном состоянии, и нижняя его часть в местах шлицевых разъемов *9* опускается (рис. 2.30, *1*). В таком положении промывочная жидкость свободно проходит через гидроударник и колонковый снаряд *10*, что бывает необходимо для удаления с забоя шлама на забое при спуске; при подъеме инструмента — для слива промывочной жидкости из бурильных труб *1*.

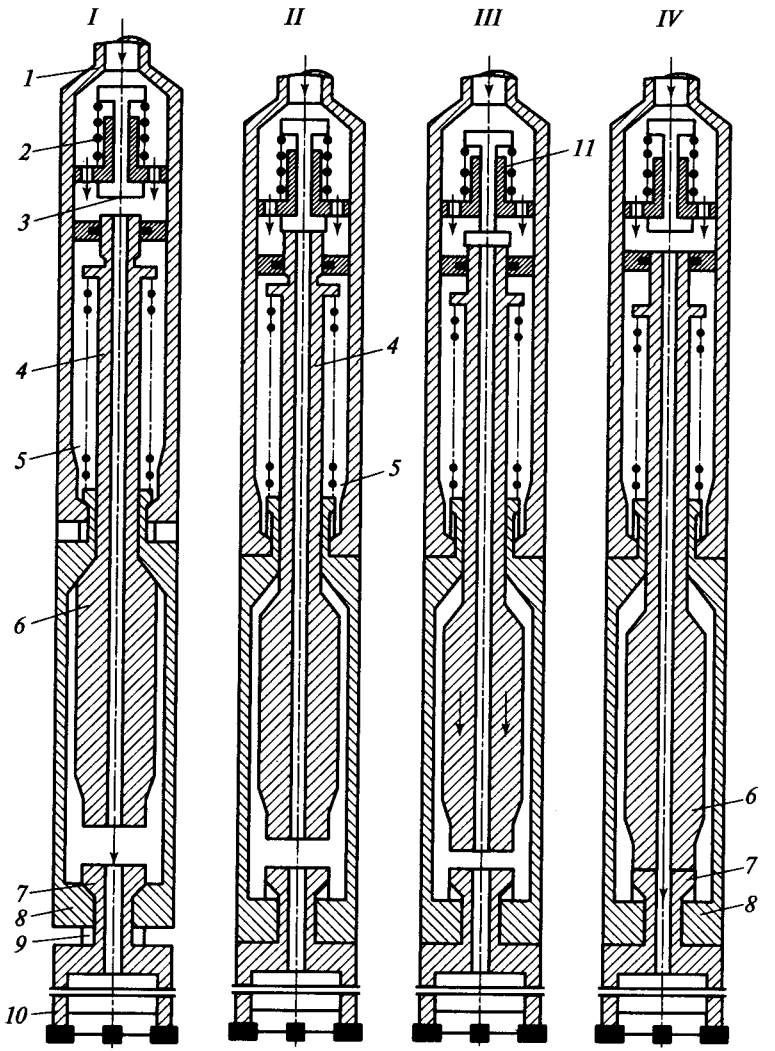


Рис. 2.30. Схема элементов работы гидроударника прямого действия на различных стадиях рабочего процесса:

I — спуск в скважину; *II* — постановка на забой; *III* — рабочий ход поршня ударника; *IV* — удар по наковальне породоразрушающего инструмента

При постановке гидроударника на забой шлицевые разъемы смыкаются, клапан *3* перекрывает отверстие в поршне *4* и проход жидкости прекращается (см. рис. 2.30, *II*). Под действием резко повысившегося давления клапан вместе с поршнем и утяжелителем *6* с нарастающей скоростью движется вниз, ударяет по наковальне *7* в стакане 8, сжимая силовые возвратные пружины *2* и *5*. В определенный момент, когда упорная втулка клапана дойдет до ограничителя *11* (см. рис. 2.30, *III*), клапан останавливается и отрывается от поршня. Поршень-боек под действием приобретенной кинетической энергии движется вниз и в конце хода наносит удар по наковальне *7*; под действием удара резцы коронки (долота) разрушают породу забоя. При этом жидкость свободно проходит через машину к забою.

С целью улучшения условий передачи удара шлицевой разъем *9* наковальни *7* имеет возможность в некоторых пределах перемещаться в стакане *8*, что ограничивает распространение ударного импульса на корпус гидроударника и бурильную колонну. После нанесения удара под действием разжатия пружины отскока клапан *3* и утяжелитель *6* с поршнем *4* возвращаются в исходное положение. При их встрече поток промывочной жидкости перекрывается, возбуждается гидравлический удар, и все повторяется в той же последовательности.

Рациональная область применения гидроударников — бурение твердых хрупких пород: гранит, песчаник, габбро, базальт и др. Менее эффективно гидроударное бурение в упруго-пластичных породах: кварциты, порфирит и др.

При бурении гидроударниками с повышенной энергией удара (Г-7, Г-9) особое внимание уделяется выбору бурового оборудования и обвязке его на поверхности. Желательно использовать буровые станки с невысокой частотой вращения.

Выбор насоса определяется расходом и давлением промывочной жидкости, которые зависят от диаметра и глубины бурения скважины. Напорная магистраль (рис. 2.31) состоит из стояка, напорных трубопроводов, вентиля для регулирования расхода промывочной жидкости, компенсатора с манометром, шланга высокого давления и верт-

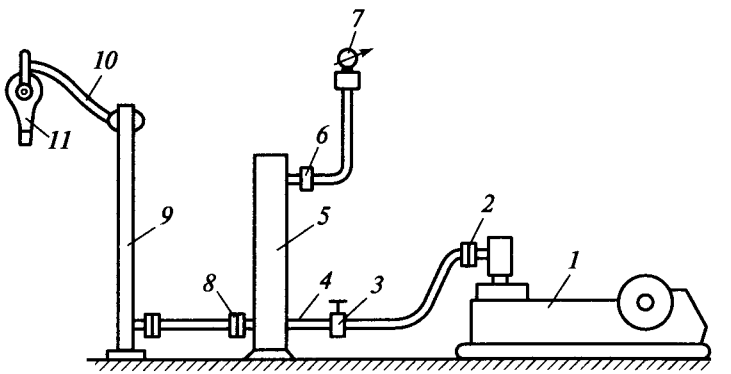


Рис. 2.31. Нагнетательная магистраль при бурении гидроударниками с повышенной энергией удара:

1 — насос; *2, 8* — соединительные фланцы; *3* — вентиль; *4* — трубопровод; *5* — компенсатор; *6* — штуцер; *7* — манометр; *9* — стояк; *10* — напорный шланг; *11* — верлюг-сальник

люга-сальника. Все элементы, входящие в напорную магистраль, должны быть рассчитаны на давление 7—10 МПа и иметь максимальные проходные сечения.

Конструкция твердосплавных коронок для гидроударного бурения зависит от типа гидроударника. Технические характеристики кольцевых гидроударных коронок приведены в табл. 2.15. Конструкции коронок КГ1 и ГПИ48М представлена на рис. 2.32.

Эффективность ударно-вращательного бурения по сравнению с вращательным определяется тем, что при ударном воздействии на породу нагрузки значительно выше, чем при вращательном бурении, а время контакта породоразрушающего инструмента намного меньше, что

Таблица 2.15. **Характеристики твердосплавных коронок для гидроударников**

Тип коронки	Диаметр, мм		Число резцов	Характеристика пластин твердого сплава				Область применения	
						угол заточки			
	наружный	внутренний		форма	размер, мм	общий	отрицательный передний	породы	категория пород по буримости
КГ-1	96 115	68 87	4	Г-55	14×10×18	90	30	Вязкие и пластичные породы	VI—VIII
КГ-2	96 115	68 87	6	Г-56	14×8×15	90	45	Однородные и переслаивающиеся	VI—X
КГ-3	76 115 93 112	52 87 65 84	4	Г-5702 Г-5703	12×10×19 14×11×19	90	45	— Высокой абразивности	VII—X VI—VIII
КГ-4	76 93 112	42 59 78	6 6 8	Г-5501 Г-5502	10×8×18 17×8×18	75	15	Пластичные и вязкие	V—VI
КГ-5	59	39	4	Г-5701	10×9×19	90	45	Монолитные	VII—X
ГПИ48М	96 115	68 87	6	П1А	14×12×13,8	100	50	Твердые трещиноватые и разрушенные	VII—X
ГПИ121М	59	39	6	Г-5701	10×9×19	90	45	Трещиноватые и абразивные	VIII—X

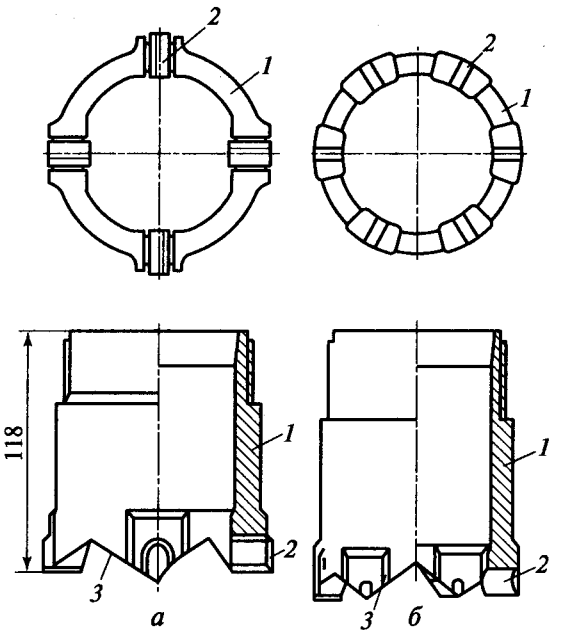


Рис. 2.32. Коронки для гидроударного бурения КГ1 (*а*) и ГПИ48М (*б*):
1 — корпус; *2* — резцы; *3* — промывочные каналы

снижает абразивный износ инструмента. В момент нанесения ударов на забое возникает зона «предразрушения», объем которой в десятки раз превышает объем разрушенной породы. Поверхностный слой забоя покрывается трещинами, облегчающими последующее отделение частиц от породы, что значительно повышает скорость бурения.

Гидроударники успешно применяют в условиях изучения объектов со сложным геологическим строением, обеспечивая значительное уменьшение искривления скважин. С этой целью нижнюю часть бурового снаряда собирают в виде стабилизированной компоновки, состоящей из гидроударника с кожухами жесткости в местах шлицевых разъемов.

Типичные аварии при гидроударном бурении:

— поломки и выпадение твердосплавных резцов, поломки и размыв матриц алмазных коронок;

— заклинивание породоразрушающего инструмента в конце рейса;

— обрывы колонковой трубы, гидроударника и бурильной колонны.

Причинами поломок и выпадения твердосплавных резцов могут быть дефекты твердого сплава и низкое качество изготовления породоразрушающего инструмента, нарушение правил его эксплуатации (несоблюдение схемы чередования коронок, крутильные удары при бурении трещиноватых пород и др.).

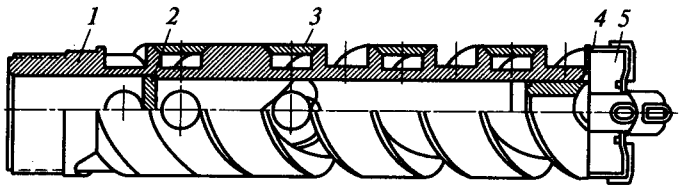


Рис. 2.33. Ловушка кусков твердого сплава:
1 — полый цилиндр; *2* — приваренная пробка; *3* — стальная полоса; *4* — регулировочная прокладка, обеспечивающая совпадение ловушки и долота; *5* — долото

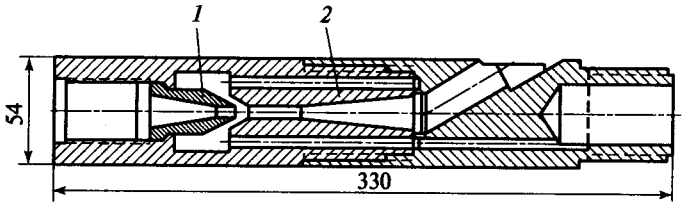


Рис. 2.34. Эжектор:
1 — сопло; *2* — диффузор

Для ликвидации аварий с породоразрушающим инструментом применяют шнековые ловушки Л-76 или Л-59 (рис. 2.33). При наличии на забое керна ловушка опускается в скважину многократно — до полного извлечения обломков. Зауженный участок скважины калибруется расширителем, шарошечным долотом.

Для увеличения выхода керна, особенно в трещиноватых породах, применяют эжекторы, включаемые между гидроударником и колонковым набором (рис. 2.34).

Бурение пневмоударниками

Ударно-вращательное бурение с помощью пневмоударников находит широкое применение при бурении разведочных скважин на коренных и россыпных месторождениях полезных ископаемых, при бурении скважин на воду, а также сейсмических и инженерно-геологических скважин. Весьма эффективно пневмоударное бурение в районах распространения вечной мерзлоты, безводных пустынных и высокогорных районах, в условиях поглощения промывочной жидкости. Кроме того, погружные пневмоударники с 50-х годов XX в. нашли обширное применение при бурении взрывных скважин при подземных и открытых горных работах. На современном этапе пневмоударники в горном деле являются основным инструментом для бурения взрывных скважин.

По данным ЦНИГРИ, механическая скорость пневмоударного бурения до 3—4 раз выше твердосплавного, а себестоимость работ снижается на 25—45 %. Область применения пневмоударного бурения ограничивается отсутствием водопритоков в скважинах. Глубина скважин не превышает 100—150 м при наличии водопритоков, а при их отсутствии достигает 300 м.

Пневмоударники выпускают двух типов: с клапанным распределением воздуха (пневмоударники РП-130 и РП-130М) и с бесклапанным воздухораспределением (РП-111 и РП-94).

Пневмоударник РП-130 состоит из четырех основных узлов (рис. 2.35):

а — воздухораспределительное устройство, в которое входят перекидной (качающийся) клапан *2* со стержнем *3*, трубка клапана *5*, корпус клапана *4*;

б — поршневая группа, включающая цилиндр *6*, поршень *7*, втулку нижнюю *8*;

в — детали, передающие ударную нагрузку: хвостовик *9*, втулка шлицевая *10* и нижний переходник *12*;

г — корпус и шлицевой разъем включают верхний переходник *1*, корпус *13* и шлицевую муфту *11*.

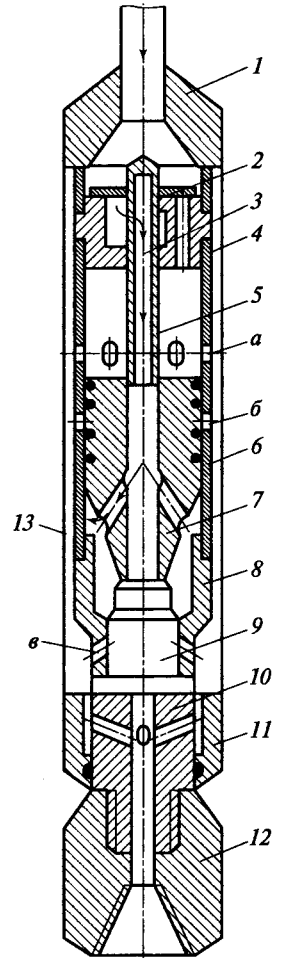


Рис. 2.35. Пневмоударник РП-130

Перед запуском пневмоударника колонковый набор опирается на забой, шлицевой разъем смыкается и поршень находится в крайнем нижнем положении, опираясь на хвостовик. В этом случае центральный канал в поршне перекрыт.

Сжатый воздух, проходя через верхнюю камеру, перекидывает правое крыло клапана и через открывающийся канал проходит по трубке клапана и боковым каналам в поршне клапана в нижнюю камеру. Под давлением воздуха поршень движется вверх и перекрывает выхлопные окна *а*. Движение поршня вверх будет происходить до тех пор, пока не откроются окна *б*, после чего давление в нижней камере резко упадет. Давление в верхней камере повышается за счет движения поршня вверх по инерции, и в определенный момент оно превысит давление в сети, вследствие чего клапан перекидывается, закрывая доступ воздуха в нижнюю камеру. Под давлением воздуха и под действием своей массы поршень движется вниз (рабочий ход) и наносит удар по хвостовику. После удара цикл повторяется.

Особенностью бесклапанных пневмоударников является схема распределения воздуха, в которой роль клапана выполняет поршень в паре с цилиндром. Принцип действия пневмоударника основан на возврат-

но-поступательном движении поршня-ударника за счет периодического поступления сжатого воздуха через радиальные отверстия в поршень в верхнюю и нижнюю камеры и последующего выброса его через выхлопные отверстия в цилиндре.

Все пневмоударники имеют автоматическую блокировку (см. рис. 2.35, *в* — блокировочное отверстие), которая останавливает работу ударного узла, не прекращая подачу воздуха на забой. Это позволяет периодически продувать скважину более интенсивно и при необходимости проводить спуско-подъемные операции с одновременной подачей воздуха в скважину. При подвешенном снаряде колонковая труба опускается под действием собственного веса, увлекая за собой нижний переходник, который может выходить из муфты на 20—25 мм. При этом открываются каналы в неподвижной нижней втулке, которые соединяют нижнюю камеру с кольцевым зазором, отводящим выхлопной воздух, в результате чего обе камеры оказываются открытыми, и работа пневмоударника прекращается. В табл. 2.16 приведены технические характеристики разведочных пневмоударников.

Таблица 2.16. **Технические характеристики пневмоударников**

Тип пневмоударника	РП-130 (РП-130М)	РП-111	РП-94
Диаметр скважины, мм	132, 153, 161, 184, 216	113	96
Глубина бурения в породах, м:			
сухих	250—300	250—300	250—300
обводненных	100	100	100
Расход воздуха:			
общий, м³/ мин	10—12	7—9	5—6
в том числе на работу пневмоударника	6,5—7,5	4—4,5	3—3,5
Давление воздуха, МПа	0,6—0,7	0,6—0,7	0,6—0,7
Энергия единичного удара, Дж	250—300	140—160	90—100
Число ударов в 1 мин	900—1100	1500—1800	1500—1800
Ресурс рабочего времени, ч	450	450	450
Масса, кг	62	46	36

В состав колонкового набора для пневмоударного бурения входят: буровая коронка с кернорвателем, колонковая труба, шламовая труба, пневмоударник, автомасленка и регулировочный клапан, служащий для отбора сжатого воздуха из бурильных труб, когда производительность компрессора превышает расход воздуха, необходимого для работы пневмоударника, и ступенчатого выброса воды из скважины при бурении обводненных пород. Регулировочный клапан устанавливают над автомасленкой, предназначенной для смазки деталей пневмоударника.

Для пневмоударного бурения в ТулНИГП разработаны и изготовляются два комплекса технических средств: один — для разведки коренных месторождений — РП, второй — для разведки россыпей в районах

распространения многолетней мерзлоты — КПР. Комплексы отличаются конструктивным исполнением оборудования и диаметрами. Кроме того, в комплекс КПР входят шламовые трубы разъемного типа ТШР и лоток-делитель для проведения опробования шлама. С комплексом поставляются одинарные (ТП) и двойные (ТДП) колонковые трубы диаметрами 146, 168 и 204 мм.

Твердосплавные коронки армируются резцами цилиндрической формы из твердого сплава ВК-15, ВК-8В достаточно крупного размера с ориентированной вставкой лезвий резца. Количество резцов большое (от 8 до 15), что обусловлено очень высокой энергией единичного удара пневмоударника. Износ коронок по наружному диаметру не должен превышать 2—4 мм.

Количество подаваемого воздуха определяет его давление на входе пневмоударника и соответственно его энергетические показатели — энергию и частоту ударов. Минимальный предел подачи воздуха устанавливается из условия необходимости обеспечения скорости восходящего потока в призабойной зоне 18—20 м/с и, таким образом, зависит от значений и соотношений диаметров скважины и бурильных труб.

В процессе бурения необходимо следить за давлением воздуха на компрессоре, так как снижение давления на 0,1 МПа приводит к уменьшению скорости бурения на 20—25 %. Повышенное давление может быть причиной образования сальников или скопления шлама в скважине. Признаком зашламования скважины является увеличение количества шлама на выходе. В этом случае пневмоударник нужно приподнять от забоя, таким образом блокируя его, и продуть скважину в течение 5—10 мин. При появлении затяжек инструмента, в случае сальникообразования необходимо производить расхаживание снаряда при полной подаче воздуха и сблокированном пневмоударнике.

Для предотвращения сальникообразования в скважинах с малыми водопритоками (0,1—03 л/мин) необходимо в поток воздуха вводить раствор ПАВ. Расход водного раствора ПАВ, подбираемый в зависимости от интенсивности водопритока и условий выноса шламовой пульпы из выкидной линии, не должен превышать 7—8 л/мин для пневмоударника РП-111 и 8—10 л/мин — для РП-130. В качестве ПАВ применяют ОП-7, ОП-10 и др.; концентрация ПАВ в пресных водах составляет 0,1—0,2 %, в рассолах увеличивается до 1,1—1,2 %.

Технические характеристики коронок для пневмоударного бурения приведены ниже, а конструкция коронок КП-113 и КПС-113 показана на рис. 2.36.

Осевая нагрузка при бурении ударными машинами в твердых породах не играет существенной роли при разрушении горной породы. Она в основном обеспечивает плотный контакт породоразрушающего инструмента с породой с целью более полной передачи энергии ударов. Осевая нагрузка в твердых породах вызывает только упругие деформации. Разрушение породы происходит под действием ударных им-

Технические характеристики коронок типа КПС

Наружный диаметр коронки, мм	151; 132; 113; 96
Внутренний диаметр коронки, мм	16; 16; 12; 9
Масса вставок, кг	0,7; 0,7; 0,5; 0,4
Форма вставок:	
периферийных	ПР1А/1
промежуточных	ПР1А/2 и ПР1А\3
центральных	ПР1А/4
Угол заточки вставок, град.:	
периферийных	70—75
промежуточных и центральных	110—140
Масса коронки, кг	7; 6; 4; 3

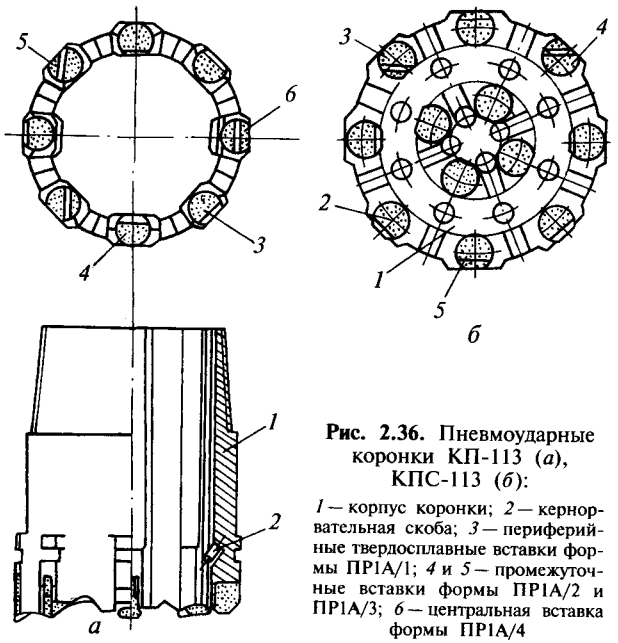


Рис. 2.36. Пневмоударные коронки КП-113 (*а*), КПС-113 (*б*):

1 — корпус коронки; *2* — кернорвательная скоба; *3* — периферийные твердосплавные вставки формы ПР1А/1; *4* и *5* — промежуточные вставки формы ПР1А/2 и ПР1А/3; *6* — центральная вставка формы ПР1А/4

пульсов, и на эффективность разрушения породы большое влияние оказывает энергия ударов. Энергию ударов забойной машины для обеспечения эффективного разрушения горной породы определяют из выражения

$$A_y \geq \sum_{i=1}^{n} l_i a_y, \qquad (2.120)$$

где A_y — энергия удара, Нм; $\sum_{i=1}^{n} l_i$ — суммарная длина лезвий резцов породоразрушающего инструмента, см; a_y — удельные затраты энергии удара на 1 см лезвия резца, Нм/см.

Потребная удельная энергия удара для пород различной категории буримости a_y (Нм/см) зависит от категории породы:

VI—VII — 10; VIII—IX — 10—15; X — 15—20; XI — 22—25.

При вращении породоразрушающего инструмента резец успевает проходить какой-то путь δ между ударами. Величина δ будет зависеть от скорости вращения и частоты ударов. Необходимое число ударов резца для разрушения породы на забое за 1 оборот будет равно

$$m_o = \frac{\pi D_{ср}}{\delta}, \qquad (2.121)$$

где $D_{ср}$ — средний диаметр коронки, мм; δ — путь перемещения резца между двумя смежными ударами, мм.

Тогда частота вращения породоразрушающего инструмента ($с^{-1}$) равна:

$$n = \frac{n_y}{m_o} = \frac{n_y \delta}{\pi D_{ср}}, \qquad (2.122)$$

где n_y — число ударов в 1 мин.

Для наиболее крепких абразивных пород $\delta \leq 2$ мм; в породах средней крепости и абразивности $\delta = 7{,}5 \div 8$ мм, а в малоабразивных средней крепости породах $\delta = 12 \div 13$ мм.

Количество очистного агента принимается в соответствии с технической характеристикой забойной машины.

Мощность, развиваемую забойной машиной, определяют формулой

$$N_м = A n_y / 60, \qquad (2.123)$$

где $N_м$ — мощность, развиваемая забойной машиной, Вт; A — энергия единичного удара, Дж.

Количество очистного агента принимается в соответствии с технической характеристикой забойной машины.

Определяющее влияние на скорость бурения забойными машинами оказывает давление рабочего агента (воздуха или воды). При повышении давления растет как число ударов, так и энергия удара. Однако существует оптимальное давление для каждого типа и диаметра машины, что определяется проходными сечениями отверстий для рабочего агента.

Рациональные режимы бурения в породах различной буримости и абразивности для разведочных пневмоударников приведены в табл. 2.17, в табл. 2.18 и 2.19 — рациональные режимы ударно-вращательного бурения гидроударниками в породах различного генезиса и категорий по буримости.

Из табл. 2.18 и 2.19 видно, что при увеличении категории пород по буримости и абразивности осевую нагрузку и частоту вращения следует снизить во избежание преждевременного выхода из строя породоразрушающего инструмента.

Таблица 2.17. **Режимы бурения с использованием разведочных пневмоударников**

Свойства породы			Осевая нагрузка, кН	Частота вращения (об/мин) в зависимости от частоты ударов пневмоударника, уд/мин		
Крепость	Абразивность	Трещиноватость		1250 уд/мин	1500 уд/мин	1750 уд/мин
Твердые IX—XI Категории по буримости	Абразивные	Монолитные, трещиноватые	1—1,5	10	10	12—15
	Средней абразивности	То же	1	10—12	15	15—20
		»	2—3	10—12	15	20
		»	1,5—2	20	25	30
Средней твердости VI—VIII Категории по буримости	Абразивные	»	4—5	15—20	20	25—30
			3—4	25	30	35
	Средней абразивности и малоабразивные	»	8—10	35—40	40—50	45—70
		»	6—8	60	70—75	80—90

Таблица 2.18. **Режимы бурения для изверженных и метаморфических пород**

Горные породы	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин
Породы средней твердости и твердые среднеабразивные V—VII категорий	8—10	60—70
Те же высокоабразивные	4—5	60—40
Породы твердые малоабразивные VIII—IX категорий	6—8	60—40
Те же среднеабразивные	4—5	30
Те же высокоабразивные	3—4	20

Примечание. Максимально возможный расход очистного агента выбирают в соответствии с технической характеристикой гидроударника.

Таблица 2.19. **Режимы бурения для осадочных пород**

Горные породы	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин
Алевролиты и слабые песчаники V—VI категорий по буримости	5—7	153—277
Аргиллиты и глинистые сланцы VI—VII категорий	5—6	153
Песчаники VI—VIII категорий по буримости	4—5	70—80

2.9. Перспективные способы разрушения горных пород при бурении

Анализ более отдаленных перспектив развития технологий бурения, связанных с переходом от механического к другим методам разрушения горных пород, которые могли бы способствовать существенному снижению стоимости бурения с увеличением глубины, показал, что с использованием стандартного оборудования и механических способов разрушения пород стоимость бурения скважин возрастет с 2,5 млн дол. США при глубине 3 км до 12,5 млн дол. при глубине 6 км. Это вызвано снижением механической скорости бурения на больших глубинах вследствие увеличения твердости пород, ускорением износа бурового инструмента и увеличением затрат времени на спуско-подъемные операции. Необходимо перейти к другим способам разрушения, которые могли бы обеспечить более высокие механические скорости проходки при минимальном износе бурового инструмента. Предполагается, что для снижения стоимости бурения глубоких скважин наиболее перспективными могут быть следующие нетрадиционные способы разрушения горных пород: термические (термодинамический — огневой, термостатический — плавлением горных пород, термогазолазерный, термоэлектронно-лучевой, термоплазменный), гидромониторно-эрозионный, гидровакуумный — кавитационный и др. Научно-исследовательской лабораторией в Лос-Аламосе велись работы по исследованию технологии бурения геотермальных скважин более чем 80 новыми способами и инструментами, разрушающими породу за счет плавления и испарения, термического разрушения, химической реакции, гидродинамического воздействия и др. Работы по исследованию нетрадиционных методов разрушения горных пород для бурения скважин проводились в 60—70-х годах также в различных НИИ и производственных организациях бывшего СССР.

Термодинамическое разрушение пород происходит в результате действия мощного теплового потока на забой, вызывающего термические напряжения в породе, приводящие к образованию и развитию трещин с последующим отделением частиц породы от массива. Известны два возможных варианта реализации этого способа:

— использование пламенно-реактивных горелок и газожидкостных рабочих агентов низкой плотности;

— применение забойных гидрореактивных горелок, работающих на газожидкостных горючих смесях высокой плотности.

Первый из способов уже более 35 лет применяют при бурении взрывных скважин на карьерах. В бывшем СССР этим способом проходилось более 300 тыс. м скважин в год. Разрушение пород при этом способе бурения происходит в результате их нагрева посредством сжигания химического топлива (керосин, спирт, бензин, мазут, соляровое масло, природный газ) в среде окислителя (кислород, воздух) в реактивной горелке и воздействия на породу усилия газовой струи, выходящей из сопла горелки со сверхзвуковой скоростью (800—2500 м/с),

что обеспечивает мгновенную передачу тепла породе. Термодинамическое разрушение пород осуществляется при помощи газовых горелок — термобуров, представляющих собой реактивную горелку с камерой для сжигания горючего материала и с устройством для подвода горючего, окислителя и воды. Вода, подающаяся с целью охлаждения горелки, служит также и для выноса продуктов разрушения на поверхность. Температура газов, получаемых в камере сгорания, может достигать 3200 °С при давлении до 2,0—4,0 МПа. В результате нагревания порода растрескивается, и происходит отслоение ее элементов: чешуек, пластинок и кусочков, размером до 1,5—2,2 см. Динамическое воздействие струи газов способствует отделению частиц породы, подхватываемых потоком газов и паров, движущихся вверх по стволу скважины. Разрушение пород в зависимости от их минералогического состава может происходить без плавления с незначительным изменением свойств и с плавлением и существенными видоизменениями состава.

Однако, чтобы этот способ стал пригодным для бурения глубоких скважин, предстоит еще немало работы. В ходе исследований предлагают:

— осуществлять подачу рабочих агентов (сжатый воздух, жидкое топливо и охлаждающую воду) в виде трехкомпонентной, трехфазной смеси с относительно низкой плотностью через двойную бурильную колонну;

— использовать забойный накопитель топлива для его периодической инъекции (в течение 5—10 % общего времени работы), с целью обеспечения более эффективного отделения топлива от воды;

— применять для обеспечения связи с забойным инструментом бронированный кабель, прикрепленный с помощью магнитов к невращающейся бурильной колонне;

— осуществлять систему контроля скорости подачи топлива и воздуха, скорости проходки скважины, выносной способности водо-воздушной смеси и расстояния между забоем скважины и буровым инструментом;

— обеспечить возможность диагностических измерений таких параметров, как температура пламени, давление в камере сгорания, давление в зоне разрушения породы, температура и скорость движения газов, диаметр скважины и ее направление.

Термостатический способ разрушения пород. В основе технологии бурения скважин способом плавления лежат чисто физические процессы разрушения горных пород, связанные с изменением агрегатного состояния последних в результате интенсивного теплового воздействия в зоне забоя скважины. Процесс бурения плавлением определяется в основном температурой и теплофизическими свойствами проходимых пород и мало зависит от их механических свойств. Последнее обстоятельство обусловливает универсальность рассматриваемого способа бурения для большинства горных пород, представляющих собой обычно полиминеральные многокомпонентные системы, преимущественно силикатного состава (75 % земной коры, по данным А. Е. Ферсмана), температурный интервал плавления которых находится в пределах 1200—1700 °К при атмосферном давлении. Рассматриваемый способ в отличие от механического бурения с увеличением глубины скважины и соответствующим ростом естественной температуры породы повышает свою эффективность. Этот способ бурения позволяет решать задачу поддержания устойчивости и закрепления стенок скважины и керна непосредственно в процессе бурения путем создания за счет застывающего расплава прочного водонепроницаемого стекловидного слоя. Так как при бурении плавлением отпадает необходимость во вращательном или колебательном движениях бурового инструмента, то существенно снижаются потери энергии при передаче ее к забою и появляется возможность точнее выдерживать заданное направление скважины. Благодаря специфическим особенностям техника и технология бурения скважин плавлением дает принципиальную возможность реализовать следующие потенциальные преимущества.

1. Беструбное бурение скважин с помощью полуавтономных буровых снарядов на грузонесущем кабеле или шлангокабеле позволяет исключить трудоемкие и длительные спуско-подъемные операции, устранить потребность в громоздких и тяжелых буровых вышках и мачтах, повысить до 90 % КПД передачи энергии с поверхности к забою скважины, улучшить важные экономические показатели бурения: трудозатраты, металлоемкость, энергоемкость и др.,— а также успешно решать задачи оптимизации и комплексной автоматизации как основных, так и вспомогательных процессов и операций, связанных с бурением скважины.

2. Одновременное с бурением закрепление стенок скважины в слабосвязных и неустойчивых горных породах за счет создания прочного и непроницаемого остеклованного слоя позволяет упростить конструкцию скважины, уменьшить расход обсадных труб и тампонажных материалов, затраты времени и средств на трудоемкие и дорогостоящие работы.

3. Сохранение в процессе бурения (за остеклованным слоем) естественных фильтрационных свойств коллекторов позволяет повысить качество опробования скважин и эффективность эксплуатации продуктивных горизонтов в сложных горно-геологических условиях.

4. Отсутствие в скважинах колонн обсадных труб позволяет повысить результативность методов каротажа и скважинной геофизики.

Экспериментальные исследования по изучению и разработке техники и технологии теплового способа бурения скважин плавлением горных пород с использованием расплавляющих забой электрических нагревательных устройств — пенетраторов впервые были начаты в Лос-Аламосской научной лаборатории Калифорнийского университета (США) в 1960—1962 гг. После перерыва работы в этом направлении вновь

возобновились в 1970 г. с целью изучения возможности бурения скважин плавлением горных пород с образованием керна. В 1975 г. аналогичные исследования по созданию технических средств и технологии бурения скважин плавлением в высокотемпературных скальных породах были начаты в Японии в Научно-исследовательском институте развития природных ресурсов и борьбы с загрязнениями окружающей среды.

В середине 70-х годов исследования и разработка технических средств и технологии бурения скважин плавлением горных пород начаты в лаборатории кафедры технологии и техники бурения скважин Ленинградского горного института. Первоначально экспериментальные исследования проводились применительно бурению скважин в мерзлых осадочных породах, а в середине 80-х годов на специально разработанном экспериментальном стенде проведены испытания первых макетов отечественных высокотемпературных пенетраторов на блоках разнообразных скальных и осадочных горных пород.

Все разрабатываемые в настоящее время электрические буровые снаряды — тепловые пенетраторы для бурения скважин плавлением как в крепких скальных породах, так и в рыхлых отложениях разделяют по способу удаления расплава из зоны забоя на два типа: уплотняющие пенетраторы и пенетраторы с удалением (полным или частичным) расплава из зоны забоя. Кроме того, пенетраторы подразделяют на устройства для бурения скважины сплошным забоем (бескерновые) и кольцевые, для бурения скважин колонковым способом с образованием керна.

Были разработаны и испытаны три типа пенетраторов для бурения плавлением горных пород: уплотняющие пенетраторы, пенетраторы с выдавливанием (выносом) расплава и кольцевые пенетраторы для получения керна горных пород (рис. 2.37).

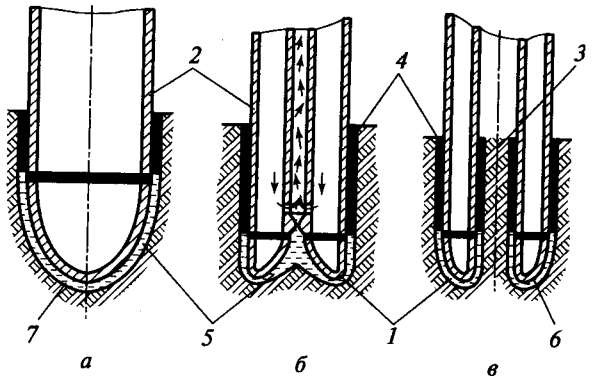


Рис. 2.37. Типы пенетраторов для бурения скважин плавлением:
а, б — для бурения сплошным и кольцевым забоем; *в* — для бурения с отбором керна; *1* — высокотемпературный нагреватель; *2* — бурильные трубы; *3* — керн; *4* — остывшая порода, остеклованный слой; *5* — расплав; *6* — остеклованные гранулы; *7* — нерасплавленная порода

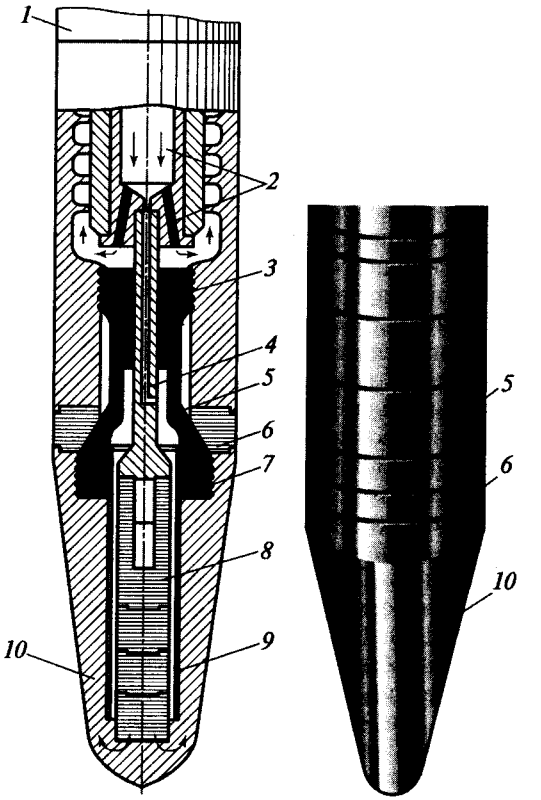


Рис. 2.38. Схема и общий вид уплотняющего пенетратора нагреватель

На рис. 2.38 показана схема действующего уплотняющего пенетратора. Конструктивные особенности и принципы работы его отдельных элементов заключаются в следующем. Снаряд опускается в скважину на колонне металлических труб *1*, с помощью которых осуществляется подвод с поверхности электрической энергии, охлаждающей среды, а также передача осевого усилия для уплотнения расплава. В месте соединения металлической трубы с пенетратором имеются специальные каналы *2* для охлаждения токоподводящего электрода *4* и выхода охлаждающей среды в кольцевой зазор скважины непосредственно над тепловым пенетратором. Цилиндрический элемент *3* является изолятором токоподводящего электрода, контактирующего с цилиндрическим нагревателем-излучателем *8*, расположенным в канале *9*. Корпус пенетратора *10* служит для контактной передачи нагревателем высокотемпературной тепловой энергии непосредственно горной породе или ее расплаву с минимальным температурным градиентом вдоль вертикальной оси. Кроме того, через корпус передается усилие, уп-

лотняющее расплав на стенке скважины. В верхней части пенетратора расположен цилиндрический кристаллизатор-формователь *5*, предназначенный для охлаждения расплава и формирования из него при застывании на стенках скважины остеклованного слоя. Высокотемпературный корпус пенетратора изолируется от цилиндрического кристаллизатора-формователя с помощью прокладки *6*, обеспечивающей резкое снижение температуры в осевом направлении при эффективном отводе тепла в радиальном направлении. Нагревательное устройство закрепляется в корпусе пенетратора с помощью специального экстрактора *7*, позволяющего извлекать нагреватель в случае прихвата или прилипания пенетратора к расплавленным стенкам скважины (например, вследствие нарушения подачи электроэнергии). Получаемый в процессе термокрекинга при высокой температуре в атмосфере пропана пиролитический графит обладает ярко выраженными анизотропными свойствами: на порядок и более различаются коэффициенты удельной электропроводности, теплопроводности в направлениях, параллельных и перпендикулярных ориентации кристаллов графита. В процессе предварительных испытаний нагревательного излучающего устройства было установлено, что оптимальным током его питания является постоянный, причем потенциал самого нагревателя по отношению к более холодному корпусу пенетратора должен быть положительным. Питание осуществляется при низком напряжении (до 100 В), ток при этом составляет 100 А и более.

Анализ результатов обширных исследований по изучению процессов коррозии, растворения и химического взаимодействия между различными жаропрочными материалами и расплавами разнообразных пород при высоких температурах позволил рекомендовать для изготовления корпуса пенетратора молибден и некоторые его сплавы, а также специальные покрытия, увеличивающие сроки работы этих материалов в агрессивных средах.

Для бурения скважин в плотных породах разрабатываются экструзивные и комбинированные пенетраторы, предусматривающие непрерывное удаление из зоны забоя расплава или его части через специальное отверстие — сопло, расположенное по оси корпуса пенетратора в его торцевой части. Попадая после прохождения сопла в поток охлаждающей среды, расплав диспергируется и застывает в зависимости от режима его охлаждения в виде остеклованных гранул, стержней или минеральных волокон и выносится охлаждающим потоком. В процессе многочисленных экспериментов на образцах базальта, гранита, вулканического туфа и уплотненного аллювия были испытаны три типа пенетраторов с удалением расплава из зоны забоя, номинальные диаметры которых составляли 84—89 мм. Они подтвердили свою работоспособность. При максимальной мощности 24 кВт скорость бурения плавлением превысила 1,0 м/ч. Для исследования возможности получения при бурении скважин плавлением керна, пригодного для изучения состава, структуры и физико-механических свойств геологических образований, были разработаны специальные пенетраторы кольцевой и тороидальной форм, отличающиеся сравнительно большим центральным отверстием (рис. 2.39). Одной из таких конструкций является опытный образец уплотняющего пенетратора кольцевого типа с наружным диаметром 114 мм и мощностью до 13 кВт, с помощью которого при плавлении образцов туфа, аллювиальных грунтов и сланцевых пород был получен керн диаметром 64 мм. Несмотря на то что поверхностный слой выплавленного керна был расплавлен, а следующий за ним слой получил термическую закалку, большая часть кернового материала сохранила первоначальный состав и структуру.

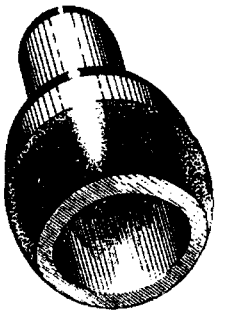


Рис. 2.39. Кольцевой пенетратор

Экспериментальные исследования с уплотняющими пенетраторами на образцах туфа и пористого аллювия показали возможность образования при застывании расплава на стенках скважин плотного остеклованного слоя. Это достигалось тем, что вслед за плавящим высокотемпературным корпусом пенетратора располагались охлаждаемые газом графитовые секции кристаллизатора-формователя. Выбор графита объяснялся его хорошей теплопроводностью, достаточной прочностью при высоких температурах и минимальным прилипанием к его поверхности кристаллизирующегося при охлаждении расплава. Создаваемый уплотняющими пенетраторами утолщенный слой расплава включал в себя сравнительно большие обломки кварца и некоторых других тугоплавких минералов, которые при формировании остеклованной оболочки плотно цементировались, не нарушая ее целостности. С увеличением осевого усилия и соответствующего ему давления в расплавленном слое качество застывающего расплава на стенках скважины заметно улучшалось за счет существенного уменьшения газовых включений, раковин и трещин. При использовании пенетраторов с удалением расплава из зоны забоя качество остеклованных покрытий на стенках скважины также заметно улучшилось, так как расплав в тонком слое оказывался более однородным, его охлаждение и застывание происходило более равномерно, с образованием в оболочке плотного и прочного материала.

Санкт-Петербургским государственным горным институтом было предложено использовать в качестве корпуса пенетратора новый жаропрочный композиционный материал на основе углерода и кремния, ставший доступным благодаря конверсии российской военной промышленности. Этот материал отличается высокой стойкостью против окисления и не требует применения инертного газа при работе высокотемпературного пенетратора уплотняющего типа. Предложено, кроме того, для крепления и изоляции отдельных интервалов глубоких скважин использовать тампонирующие пенетраторы вытяжного типа из нового материала в сочетании со стеклообразующей шихтой (песок поташ, сода).

Преимущества нового композиционного жаропрочного материала дают возможность создания высокотемпературного генератора теплоты для комбинированного теплового и гидродинамического воздействия на изолированную пакерами зону продуктивного пласта вплоть до его гидроразрыва для повышения дебита эксплуатационных скважин. При этом отпадает необходимость в применении колонны труб и мощных насосов, поскольку тепловой генератор с пакерами может опускаться в скважину на грузонесущем электрокабеле. Есть резервы упрощения конструкции и технологии изготовления высокотемпературных пенетраторов и теплогенераторов за счет повышения электросопротивления композиционного жаропрочного материала.

Электроимпульсное бурение. Перспективным направлением использования электроимпульсного способа бурения является использование его при сооружении сверхглубоких и глубинных (до 50 км) скважин. В подтверждение этому доказана возможность передачи импульсов напряжения на такие глубины, опробованы погружные источники импульсного напряжения, доказана возможность разрушения пород при высоких гидростатических давлениях (исследовано до 15 МПа) и температурах (исследовано до 150 °С).

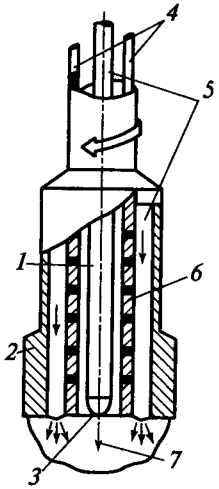


Рис. 2.40. Газолазерный бур:

1 — рубиновый кристалл; *2* — расширитель; *3* — линза; *4* — электрические кабели; *5* — каналы для подачи промывочной жидкости; *6* — отражающая поверхность; *7* — когерентный световой луч

Бурение пород с применением лучевой энергии. Известен способ разрушения пород с помощью оптических квантовых генераторов (лазеров), которые в отличие от других источников света излучают электромагнитные волны определенной длины с очень слабо расходящимся пучком. С помощью лазеров можно достигнуть концентрации мощности до $1{,}55 \cdot 10^{12}$ Вт/см^2, что дает возможность не только термически разрушать породы, но и расплавлять или испарять их. Для возбуждения лазеров на рубиновых кристаллах используют импульсные газоразрядные лампы. Коэффициент полезного действия таких лазеров относительно невысок. В настоящее время разрушение пород с помощью квантовых генераторов еще не вышло из стадии лабораторных исследований. В лазерном буре, схема которого приведена на рис. 2.40, использована смесь азота, углекислого газа и гелия. Длина разрядной трубки 1118 мм, длина волны 10,6 мкм, диаметр пучка 44,5 мм, концентрация энергии $3{,}04 \cdot 10^8$ Вт/см^2. Испытания проведены на гранитах, гнейсах, мраморе и сланцах.

Способ разрушения пород электронно-лучевыми буровыми снарядами (рис. 2.41) следующий. Электронные лучи в этих снарядах образуются посредством ускорения движения электронов между катодом и анодом при напряжениях от 5 до 150 кВ. Электроны, эмиссированные с катода, фокусируются на забое при помощи смещающего напряжения, а также электростатических и электромагнитных линз. Электронно-лучевой способ разрушения пород является более перспективным, чем лазерный, по следующим причинам:

— позволяет получить более высокую плотность энергии до $5 \cdot 10^9$—$5 \cdot 10^{10}$ Вт/см^2 и, следовательно, температурные градиенты, необходимые для эффективной концентрации температурных полей и решающих напряжений;

— может быть осуществлен малогабаритными устройствами непрерывного или импульсного действия, питаемыми от сети стандартного напряжения (380 В);

— электронно-лучевые устройства не требуют обязательного механического перемещения по забою, легко управляемы, могут быть автоматизированы и поставлены на дистанционное программное управление;

— устройства имеют весьма высокий КПД, что позволяет снизить энергоемкость разрушения (по предварительным результатам) в 12 раз по сравнению с другими термическими методами;

— нагревание пород несфокусированным лучом снижает их сопротивляемость в 40—500 раз;

— длина свободного пробега электронов для большинства пород составляет 7—10 мм; это означает, что за доли секунды можно разрушить слой породы такой толщины;

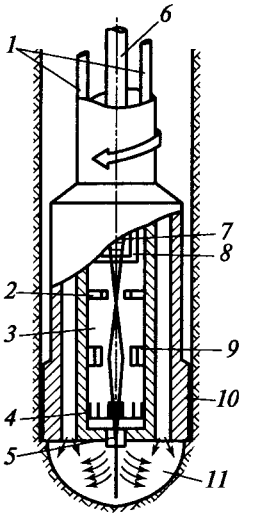


Рис. 2.41. Электронно-лучевой бур:

1 — электрические кабели; *2* — анод; *3* — вакуум; *4* — преломляющая катушка; *5* — сальниковое уплотнение; *6* — канал для подачи промывочной жидкости; *7* — катод; *8* — фокусная решетка; *9* — фокусная линза; *10* — расширитель; *11* — электронный луч

— применение электронно-лучевых устройств связано с небольшими потерями энергии (10 %), в то время как при огнеструйном бурении с отраженными газами теряется до 90 % энергии.

Фирмой «Westernhause» разработано и испытано устройство «электронный луч» для резания пород и бетона. Электронный луч образуется в закрытом пространстве и представляет собой поток электронов в электрическом поле напряжением 150 кВ. Мощность устройства составляет 9—12 кВт, однако фирма работает над созданием устройства мощностью 100 кВт. В качестве источника энергии применен генератор, работающий при напряжении 220 В. Суммарная масса источника энергии и самого устройства не превышает 135 кг. Поток электронов проходит через серию устройств и выходит в атмосферу в виде электронного луча. Его фокусировка на породе осуществляется с помощью магнитной линзы, а прямолинейность обеспечивается магнитной отклоняющей системой. На вход луча (цилиндрическое отверстие диаметром 1,5 мм) подается струя газа, предохраняющая устройство от попадания в него расплавленного металла и удаляющая последний из зоны плавления. Устройство способно разрушать лю-

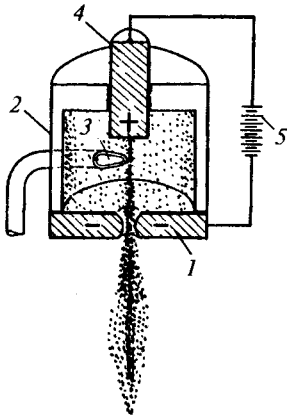


Рис. 2.42. Схема генератора плазмы:

1 — кольцевой катод; *2* — корпус; *3* — подвод охлаждающего агента; *4* — анод; *5* — источник постоянного напряжения

бую породу на расстоянии до 75 мм. При разрушении гранитов, известняков, песчаников и других пород с похожими свойствами скорость резания изменялась от 25 до 800 мм/мин.

Электронно-лучевой способ разрушения пород имеет определенные недостатки: большие габариты и высокую стоимость устройств, генерирующих электронные лучи; лучевая энергия не передается по волноводу, что требует размещения генератора непосредственно в забойной зоне.

Плазменное бурение. Нагрев пород с помощью плазменных генераторов является более эффективным средством получения высокой концентрации энергии в единице объема породы. Плазма (смесь электронов, положительных ионов и возбужденных атомов, образованных в газе под воздействием электрического поля) возникает в плазменных генераторах — плазмотронах (рис. 2.42) при прохождении электрического тока через газы: воздух, кислород, водород, аргон, гелий, неон, водяной пар, метан, пропан и др. Температура нагрева газов может достигать 5,5—7,0 тыс. град. Однако для бурения используют температуру 2—2,5 тыс. град., так как при более высокой возрастают потери энергии на излучение ультрафиолетовой части спектра, что заметно снижает КПД устройства. Известные плазменные генераторы состоят из двух коаксиально расположенных металлических цилиндров, являющихся электродами (рис. 2.43).

Для создания вихревого потока, стабилизирующего дугу, в плазмотронах предусмотрены каналы для подачи газа или завихрителя с тангенциально расположенными по окружности отверстиями. Такие устройства называют плазмотронами с газовихревой стабилизацией дуги. Существуют также плазмотроны с электромагнитной и комбинированной стабилизацией дуги. При газовихревой стабилизации

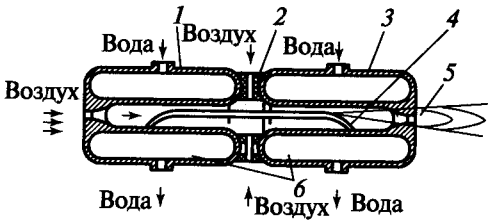


Рис. 2.43. Плазмотрон:

1 — катод; *2* — изолятор с тангенциальными отверстиями; *3* — анод; *4* — дуга; *5* — сопло; *6* — охлаждающие каналы

дуги поток газа при входе в камеру завихряется, увлекая за собой дугу, располагающуюся по оси зоны наименьшего давления на геометрической оси вихря. Это стабилизирует дугу и способствует перемещению опорных пятен по поверхностям электродов, что в значительной мере предохраняет последние от расплавления и уменьшает их эрозию. Основной технической характеристикой плазмотрона, определяющей его работоспособность, является ресурс работы электродов, зависящий от величины тока, охлаждения, перемещения дуги и материала электродов. Например, у плазмотрона с параметрами питания 800 В, 200—250 А, мощностью 160 кВт срок службы циркониевой вставки равен 2 ч, а при силе тока 100—150 А — 30 ч, однако мощность снаряда при этом уменьшается до 90 кВт. Плазмотрон обычно получает питание от источника постоянного тока, причем внутренний электрод служит катодом, а выходной — анодом. Поджигается дуга высокочастотными искровыми разрядами от высоковалентного осциллятора, после чего последний отключается. Мощность нагрева и температура газовой струи плазмотрона регулируются путем изменения величины силы тока и количества подаваемого газа.

С помощью плазмобуров (рис. 2.44) различными исследователями и организациями пробурено несколько десятков скважин и шпуров. Так, ИГТМ АН бывшей УССР была создана плазмобуровая установка на постоянном токе со следующей технической характеристикой: напряжение дуги 300—400 В, сила тока дуги 100—180 А, мощность 30—65 кВт, наружный диаметр снаряда 37 мм, расход воздуха 5—10 г/с, расход воды — 180 л/ч.

Во ВНИИЦветметом на базе станка БУ-70А создан плазмобур диаметром 60 мм для бурения скважин на глубину 50 м. Электрическая мощность плазмотрона составляет 150 кВт, расход рабочего газа (воздуха) 40—50 г/с, расход охлаждающей воды 3 м^3/ч. Испытания плазмобура, проведенные на Андреевском карьере Лениногорского полиметаллического комбината, показали, что средняя скорость бурения микрокварцитов (f = 18—20, по М. М. Протодьяконову) при мощности горелки 110—120 кВт составила 10 м/ч.

Казахским политехническим институтом разработан плазмобур диаметром 40 мм. При наибольшей плотности теплового потока им достигнута скорость бурения по роговикам гематито-магнетитовым — 27 м/ч.

В институте Гипроникель создано устройство, в котором имеется плазмобур с вращающейся при использовании энергией промывоч-

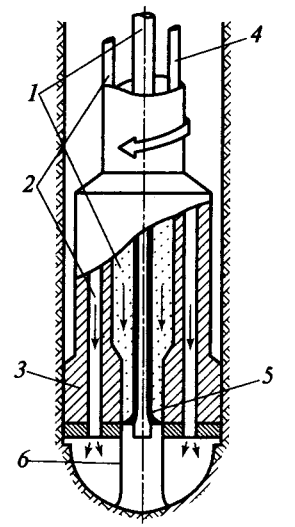


Рис. 2.44. Плазмовый породоразрушающий инструмент:

1 — газ (гелий или аргон); *2* — промывочная жидкость; *3* — расширитель; *4* — плазма (10 000—30 000°); *5* — электрический кабель (постоянный ток); *6* — электрическая дуга

ной жидкости головкой, в результате чего происходит равномерное перемещение факела на забое без вращения колонны и наблюдается равномерный износ электродов за счет вращения анода.

Аналогичные работы проводились и за рубежом. В США фирмой «Gulf Research and Development» запатентован способ и устройство плазменного бурения. Спуск снаряда в скважину осуществляется с помощью полого кабеля, а вращение — посредством встроенного электродвигателя. При этом реакция момента вращения передается на стенки скважины через стабилизирующее подпружиненное устройство. Газ, флюс и охлаждающие агенты подаются через полость кабельного шланга. Плазма направляется под углом к забою и разрушает породы путем плавления и испарения. Сжатый воздух очищает забой от затвердевших частиц породы, вынося их на поверхность.

Достоинства плазменного бурения:

— возможно регулирование режима работы снаряда за счет изменения характеристики факела, что позволяет подобрать оптимальный режим разрушения для большинства пород;

— эффект плазменного бурения может быть существенно увеличен за счет повышения давления газа в дуговой камере и изменения площади нагрева;

— отсутствует специальная система зажигания;

— управление процессом бурения легко автоматизируется;

— нет необходимости подачи горючего на забой скважины;

— выделение вредных для здоровья веществ незначительно;

— возможно беструбное бурение.

Недостатки этого метода бурения: ухудшение выноса разрушенных частиц породы вследствие уменьшения объема газовой струи, значительный износ электродов, необходимость подачи под давлением рабочего газа или пара, а также воды для охлаждения.

Кавитационный способ бурения. Достаточно интересной представляется возможность использования для разрушения горных пород забоя скважины гидродинамического давления жидкости, заполняющей скважину. Этот способ, предложенный А. Л. Островским и Е. Б. Коганом, заключается в том, что в скважину посылаются специальные герметические оболочки, из которых предварительно до определенного вакуума удален воздух. При разрушении такой оболочки в результате удара о забой происходит интенсивное смыкание (захлопывание) вакуумной полости, находящейся в контакте с горной породой. Жидкость, окружающая вакуумную полость, приобретает большую скорость, и порода разрушается сообщаемыми ей импульсами весьма высоких давлений.

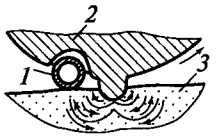


Рис. 2.45. Распределение вакуумных «зарядов» на забое в соответствии с патентом фирмы «Chevron Research»

Американская фирма «Chevron Research» получила патент на кавитационный способ бурения с распределением вакуумных «зарядов» на забое, показанном на рис. 2.45 (пат. США № 3231030, класс 175-65). В этой разработке разрушение оболочки

вакуумного «заряда» *1* происходит в результате действия на нее долота *2* при достижении зарядом забоя скважины *3*.

Низкая выходная мощность сдерживает применение кавитационного способа бурения. Например, при закачивании 1000 капсул в час в скважину глубиной 3050 м, заполненную водой, выходная мощность составляет 4,5 кВт. Кроме того, серьезным препятствием для широкого применения этого способа бурения является высокая стоимость капсул.

Подземный реактивный снаряд. Недра нашей планеты представляют в настоящее время большую загадку, чем бездонные глубины космоса, причем для освоения недр, так же как и для освоения космоса, потребуются специальные корабли-подземоходы сначала автоматические, а затем с человеком на борту.

Конструирование подземоходов намного сложнее, чем межпланетных ракет. На первое время предполагается создать небольшие аппараты, которые доставят информацию с глубин. Появляется множество самых разнообразных проектов освоения глубин земных недр. Один из перспективных способов проникновения в глубь нашей планеты предложен в виде реактивного бурового снаряда советским инженером М. И. Циферовым. В головной части обычного реактивного снаряда находится рабочий орган — система сопел, через которые с огромной скоростью вырывается раскаленный газ. Сопла имеют различное назначение: одни, расположенные против хода снаряда, струей газа разрушают породу, другие служат для удержания снаряда в забое и продвижения его вглубь.

Испытания первых снарядов, работавших на твердом (пороховом) топливе, показали, что в рыхлых породах скорость бурения достигает 1 м/с. Очистка забоя от разрушенной породы и вынос ее на поверхность осуществляются потоком газа со скоростью 20—50 м/с. Таким образом, для того чтобы пробурить колодец диаметром 1 м и глубиной 20 м, реактивному снаряду требуется всего 20—22 с.

Изобретение М. И. Циферова позволяет бурить скважины различного диаметра (от 100 до 2000 мм и более). Глубина выработки в основном зависит от запаса топлива и мощности, развиваемой реактивным двигателем. Так, например, по его расчетам при весе твердого топлива 5 т снаряд будет работать 250 с и пройдет в слабо сцементированных породах на глубину 150—200 м.

По сложности конструкции подземные ракетные снаряды М. И. Циферова можно разделить на три группы:

1. Твердотопливные, имеющие простейшую конструкцию, где нет ни одной движущейся или трущейся детали. Ракета состоит из достаточно прочной трубы, рабочего органа (конуса с ввинчивающимися в него соплами), задней крышки и топливного отсека с электрозапальным устройством (рис. 2.46).

2. Пневматические реактивные снаряды, работающие на сжатом или сжиженном газе. Кроме перечисленных в первой группе деталей, они имеют редуктор, служащий для дозировки подачи газа в рабочий

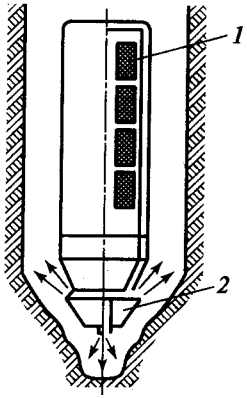


Рис. 2.46. Буровой реактивный снаряд М. И. Циферова:
1 — топливный отсек; *2* — конус с системой сопел

орган, клапан мгновенного открытия и баллон с запасом газа.

3. Ракетные снаряды на жидком топливе (горючее с окислителем) по своей конструкции напоминают жидкостные ракеты типа «земля — воздух», но значительно более упрощенные и удешевленные.

Для сверхглубокого бурения М. И. Циферовым проектируется управляемая ракета многократного использования, которая будет запускаться со специальной платформы, оборудованной направляющими стапелями, приборами слежения, топливопроводом, системой перехвата возвращающейся с забоя ракеты и другим оборудованием. Принцип возвращения ракеты на поверхность предельно прост. После отработки основного запаса топлива автоматически выключаются дюзы удерживания ракеты на забое, и она поднимается на устье скважины под действием реактивной тяги буровых сопел. На поверхности ракета перехватывается, а затем после очередной заправки горючим снова направляется в забой.

Автономность ракетного бура дает ему некоторые преимущества перед традиционным буровым оборудованием. Известно, что при сооружении глубоких скважин вес буровой установки достигает сотен тонн (400—500 т). В ракетном способе бурения в отличие от механического (традиционного) энергия к породоразрушающему инструменту подается не с поверхности, а вырабатывается на борту снаряда, что позволяет в сотни раз снизить металлоемкость и вес буровой установки. Скорость сооружения скважин независимо от их глубины — одно из основных преимуществ нового метода.

Термоплавильный метод бурения скважин. Учитывая богатейший опыт Государственного конструкторского бюро «Южное» в создании ракетной техники и Национальной горной академии Украины в области бурения, был предложен принципиально новый универсальный метод бурения плавлением горных пород с применением термоплавильных камер (ТПК) новой конструкции. ТПК основан на принципе работы камер сгорания жидкостных ракетных двигателей с максимальными энергетическими возможностями: полнота сгорания, высокие давления, эффективное охлаждение, отработанные технологии изготовления, управление процессами горения, запуска и остановки.

При проведении испытаний с применением разработанных ТПК и экспериментальной стендовой энергетической установки механическая скорость бурения скважин составила в блоках гранита до 16,7 м/ч, бетона до 11,6 м/ч, огнеупорного кирпича до 4,1 м/ч.

Ультразвуковое бурение. Ультразвуковые колебания (с частотой более 20 кГц) обычно получают при помощи магнитострикционного

излучателя (рис. 2.47), который состоит из пластинчатого никелевого сердечника *1* с электрической обмоткой, питаемой током высокой частоты. Под влиянием переменного магнитного поля сердечник попеременно сжимается или растягивается, создавая колебания заданной частоты с амплитудой в несколько микрон. Для увеличения амплитуды применяют металлические концентраторы *7* специальной формы.

В воздушной среде ультразвуковое разрушение является неэффективным вследствие низкой энергопередающей способности воздуха. В то же время в воде возможна концентрация ультразвука и получение энергии большой плотности. Так, при подведении к излучателю мощности до 90 Вт плотность энергии в середине фокального пятна в воде может достичь 5000 Вт/см, что соответствует давлению 12 МПа. Еще большее разрушающее давление возникает в воде в связи с образованием под действием ультразвука кавитационных пузырьков. Обычно в суспензию добавляют абразивные частицы, способствующие более активному разрушению породы. Опытное бурение с применением ультразвуковых снарядов (рис. 2.48) проводилось в электромеханической лаборатории ИГД АН СССР и лаборатории бурения ВУГИ. Установка работала в диапазоне частот 8000—20 000 Гц, мощность ее составляла 500 Вт; механическая скорость бурения гранита — 2—4 мм/мин. Рабочим инструментом являлась стальная трубка диаметром 20 мм.

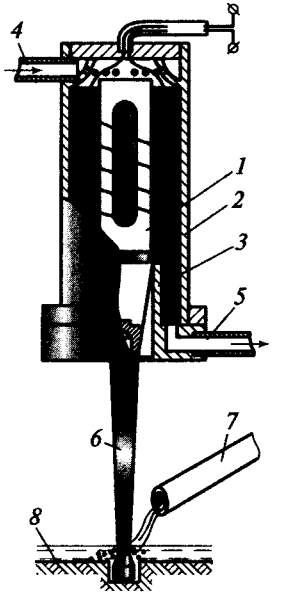


Рис. 2.47. Схема снаряда для ультразвукового бурения:
1 — никелевый сердечник с обмоткой; *2* — цилиндр водяной рубашки; *3* — опорная гильза; *4, 5* — вход и соответственно выход охлаждающей жидкости; *6* — концентратор с инструментом; *7* — подвод суспензии с абразивом; *8* — разрушаемый объект

Исследования показали, что существующая аппаратура не позволяет при ультразвуковых частотах получить большие амплитуды смещения с достаточной энергией единичного импульса, поэтому использование ультразвука для разрушения пород при бурении пока перспективным не является.

2.10. Оценка эффективности процесса бурения

Наиболее известные параметры оптимизации, используемые в технологии бурения, выполняют следующие цели:

— повышение производительности процесса;
— снижение стоимостных показателей;
— обеспечение необходимого качества работ.

Буримость горных пород характеризуется при выбранном способе их разрушения и рациональных режимных параметрах. Механическая

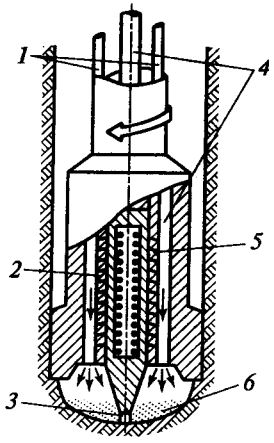


Рис. 2.48. Ультразвуковой породоразрушающий инструмент:
1 — электрический кабель; *2* — магнитострикторный сердечник; *3* — излучатель; *4* — промывочная жидкость; *5* — спираль; *6* — абразив

скорость бурения определяет интенсивность разрушения горной породы на забое.

Количественной характеристикой интенсивности разрушения горной породы служит механическая скорость бурения $v_м$ (м/ч), которая находится по следующей зависимости:

$$v_м = \frac{H}{t}, \qquad (2.124)$$

где H — углубка скважины, м; t — время, затраченное на бурение (углубление) скважины, ч.

Несмотря на простоту, параметр механической скорости обладает существенным недостатком: не учитывает углубку в рейсе. Возможно, что более высокая механическая скорость, достигнутая за счет использования данной конструкции инструмента или режимов бурения, окажется менее предпочтительной перед альтернативным вариантом, у которого величина углубки в рейсе выше.

Механическая скорость бурения может быть выражена через углубку за оборот

$$v_м = h_{об} n, \qquad (2.125)$$

где $h_{об}$ — углубка за оборот; n — число оборотов породоразрушающего инструмента в минуту.

Более полным параметром производительности является рейсовая скорость:

$$v_р = \frac{H}{t + T}, \qquad (2.126)$$

где T — время, затрачиваемое на проведение вспомогательных и спуско-подъемных операций.

Удельную работу разрушения на забое определяют из выражения

$$A_v = \frac{N}{v_м F_з}, \qquad (2.127)$$

где N — забойная мощность, Вт; $v_м$ — механическая скорость, м/с; $F_з$ — площадь забоя, м^2.

Из формулы (2.127) можно найти механическую скорость:

$$v_м = \frac{N}{A_v F_з}. \qquad (2.128)$$

Таким образом, механическая скорость бурения возрастает с увеличением подводимой мощности и снижается при росте диаметра породоразрушающего инструмента.

Следующую группу параметров оптимизации составляют экономические. Наиболее широко используется стоимость одного метра бурения, реже общая стоимость бурения скважин.

Параметр стоимости одного метра C является интегральным показателем, складывающимся из затрат на эксплуатацию буровой техники, расход истирающих и производительность работ:

$$C = \frac{q(t + T) + Ц}{H}, \qquad (2.129)$$

где q — стоимость эксплуатации одного часа буровой установки; $Ц$ — стоимость израсходованного породоразрушающего инструмента.

При малой стоимости породоразрушающего инструмента (твердосплавное бурение) параметр стоимости 1 м бурения достаточно полно корреспондируется с параметром рейсовой скорости.

При сооружении гидрогеологических скважин в качестве параметра оптимизации может выступать стоимость удельного (или полного) дебита при утвержденных запасах водозабора.

Эксплуатационные скважины, предназначенные для бурения жидких и газообразных полезных ископаемых, могут оцениваться по стоимости и количеству добываемого продукта.

В качестве параметров оптимизации, характеризующих качество геологоразведочного бурения, могут использоваться:

- ✓ выход керна;
- ✓ точность попадения трассы скважины в полезное ископаемое.

Литература

1. *Калинин А. Г., Левицкий А. З., Мессер А. Г., Соловьев Н. В.* Справочное пособие. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные ископаемые.— М.: Недра, 2001.

2. *Калинин А. Г., Ошкордин О. В., Питерский В. М., Соловьев Н. В.* Разведочное бурение.— М.: Недра, 2000.

3. *Спивак А. И., Попов А. Н.* Разрушение горных пород при бурении скважин.— М.: Недра, 1994.

4. *Кирсанов А. Н., Зиненко В. П., Кардыш В. Г.* Буровые машины и механизмы.— М.: Недра, 1981.

5. *Блинов Г. А., Васильев В. И., Глазов М. Г.* и др. Алмазосберегающая технология бурения.— Л.: Недра, 1989.

6. *Бревдо Г. Д.* Проектирование режима бурения.— М.: Недра, 1988.

7. *Башкатов Д. Н., Панков А. В., Коломиец А. М.* Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин.— М.: Недра, 1992.

8. *Корнилов Н. И., Бухарев Н. Н., Кисилев А. Т.* и др. Справочник. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин.— М.: Недра, 1990.

ГЛАВА 3
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Скважина углубляется вследствие отделения частиц породы от массива в пределах забоя и последующего их удаления. При механических способах бурения диспергирование горной породы на забое происходит при непосредственном динамическом воздействии породоразрушающего инструмента. Посредством породоразрушающего инструмента в отдельных точках забоя на фоне существующего напряженного состояния создается концентрация напряжений. Если напряжение превосходит предел прочности горной породы в данном ее состоянии и при сложных условиях деформирования, то она разрушается. Процесс разрушения распространяется в горной породе на небольшую глубину, поэтому используют специальный термин «разрушение в приповерхностном слое».

Интенсивность концентрации напряжений зависит от размеров площади контакта, формы и состояния рабочего органа (индентора). Концентрации напряжений способствуют пористость и трещиноватость горных пород в ограниченном объеме, примыкающем непосредственно к поверхности забоя.

Специфические особенности процесса разрушения определяются в зависимости от механических свойств горных пород, в первую очередь от их прочности, твердости, пластичности, хрупкости и др.

По *характеру* превалирующего процесса разрушения горной породы весь породоразрушающий инструмент подразделяют на следующие классы: режущего и режуще-скалывающего действия, скалывающего и дробяще-скалывающего, дробящего и истирающего действия.

На конструкцию породоразрушающего инструмента помимо реализуемого способа разрушения горной породы большое влияние оказывает его назначение. По *назначению* породоразрушающий инструмент подразделяют на следующие группы:

— для бурения *с отбором керна*. При работе инструментом этой группы горная порода разрушается по кольцевому забою. В осевой части забоя формируется целик породы в виде колонки, который затем под названием «керн» извлекают на поверхность. В зависимости от конструктивных особенностей различают коронки и бурильные головки;

— для *бурения без отбора керна*. Разрушает горную породу по всему забою, предназначен для проходки ствола скважины. Инструмент, принадлежащий к этой группе, называют долотом;

— *специального назначения*, или *долота специального назначения*. Применяют для разбуривания цементных пробок в трубах, искривления скважин, разрушения попавших на забой посторонних металлических предметов, расширения ствола скважины и выполнения различных вспомогательных работ.

При разработке конструкции породоразрушающего инструмента стремятся достигнуть его высокой эффективности, долговечности и экономичности.

3.1. Твердосплавные коронки и технология бурения

Твердосплавными коронками бурят почти половину всего объема разведочных колонковых скважин. Наличие различных типов коронок позволяет проходить как мягкие осадочные породы I—IV категорий, так и более твердые метаморфизированные, изверженные породы V—VII и частично VIII—IX категорий по буримости. Эффективное разрушение горной породы твердосплавными коронками достигается за счет рационального подбора состава твердого сплава, геометрии резцов, их расположения по торцу коронки, развитой промывочной системы и оптимального сочетания параметров режима бурения.

Твердосплавная коронка состоит из металлического цилиндрического корпуса, на одном конце которого имеется наружная резьба для соединения с колонковой трубой, а на другом в пазах установлены твердосплавные пластины — резцы. Резцы должны перекрывать торец и выступать за наружную и внутреннюю боковые поверхности корпуса коронки, а также возвышаться над торцом. Величину выхода резцов за наружную и внутреннюю поверхности корпуса коронки принимают в зависимости от твердости пород, их устойчивости и скорости углубления. Для бурения мягких пород резцы должны значительно выступать за боковые поверхности и возвышаться над торцом на 4—5 мм и более. Для бурения в твердых породах резцы в коронке выступают за наружную и внутреннюю поверхности на 0,5—1,0 мм, а над торцом — на 1,5 — 2,5—3 мм. В зависимости от выпуска торцовых резцов забой может быть плоским, одно- или многоступенчатым. Ступенчатая форма забоя обеспечивает более эффективное разрушение горной породы.

Резцы в коронке в вертикальной плоскости могут располагаться вертикально, с наклоном в сторону вращения коронки с положительным передним углом и наклоном против направления вращения с отрицательным передним углом δ (рис. 3.1). Положительный угол обеспечивает повышение скорости бурения в мягких породах, а отрицательный — в твердых. В зависимости от твердости горных пород меняется и угол заострения резца. Для бурения мягких пород I—IV категорий по буримости угол заострения его принимается равным 45—50°, а в породах V—VII категорий по буримости — 65°. В некоторых самозатачивающихся коронках угол заострения у резцов отсутствует.

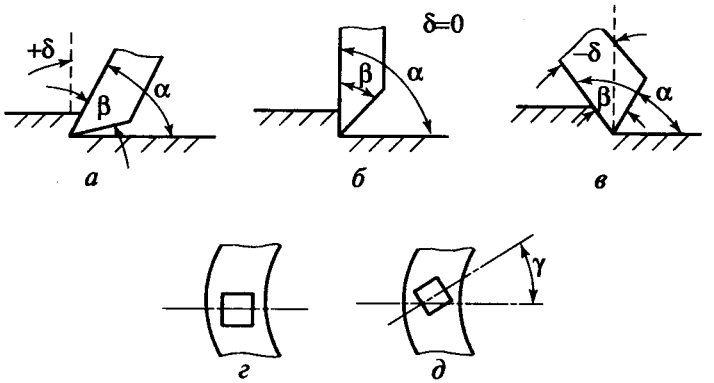


Рис. 3.1. Варианты расположения твердосплавных резцов коронки:

а — расположение резца положительным передним углом; *б* — передний угол δ = 0; *в* — расположение резца отрицательным передним углом; *г, д* — расположение резцов в торце коронки; α — угол резания; β — угол заострения; γ — угол поворота резца относительно радиуса коронки

Резцы в горизонтальной плоскости могут быть повернуты относительно радиуса коронки на угол γ. Такую вставку резца называют ориентированной. При этом по ходу вращения коронки резец образует двугранный угол, что повышает прочность резца и эффективность разрушения пород средней твердости и трещиноватых с пропластками более твердых.

Корпус твердосплавных коронок изготавливают из стали марок 30, 35 или 40 по ГОСТу 1050—74 или Ст4 по ГОСТу 380—71. Указанные стали обеспечивают достаточную прочность корпуса и хорошо смачиваются припоем в процессе пайки.

Ребра ребристых коронок изготавливают из тех же марок сталей, что и их корпуса; вкладыши и установочные пластины — из сталей марок 10, 20 и 35 по ГОСТу 1050—74 или Ст3 ГОСТу 380—71. Для изготовления резцов применяют вольфрамо-кобальтовые металлокерамические твердые сплавы типа ВК, основным компонентом которых является карбид вольфрама — WC. Карбид вольфрама придает сплаву твердость и износостойкость, обеспечивает большую прочность. В зависимости от типа коронки применяют твердые сплавы с различными физико-механическими свойствами. Сравнительные характеристики твердых сплавов, применяемых в бурении, приведены в табл. 3.1.

Твердые сплавы типа ВК6, отличающиеся повышенной твердостью и износостойкостью, применяют для бурения более твердых и абразивных пород в коронках типа СМ и СА, твердые сплавы ВК8 — в коронках типа М.

Для соединения твердого сплава с корпусом коронки используют припои на медной основе (латунь 68 — Л68), выпускаемые по ГОСТу 15527—70. Латунь представлена сплавом меди (67—70 %) и цинка (30—33 %).

Таблица 3.1. **Характеристики металлокерамических твердых сплавов**

Марки сплава	Ориентировочный состав (без учета примесей), %		Физико-механические свойства сплава		
	Карбид вольфрама	Кобальт	Предел прочности на изгиб, МПА	Плотность, 10^3, кг/м^3	Твердость HRC, не менее
ВК6	94	6	1200	14,6—15	88,0
ВК8	92	8	1400	14,4—148	87,5
ВК15	85	15	1650	13,9—14,1	86,0
ВК4В	96	4	1350	14,9—15,1	88,0
ВК6В	94	6	1400	14,6—15,0	88,0
ВК8А	92	8	1550	14,4—14,8	87,5
ВК11В	89	11	1600	14,1—14,4	86,0

Элементами корпуса коронки являются гладкая часть *1*, резьбовая часть *2*, конусная расточка *3*, а также наружный и внутренний диаметры (рис. 3.2).

Элементы режущей части — резец или пластина твердого сплава. По расположению резцы подразделяют на основные *8*, выполняющие основную работу по разрушению горной породы, и подрезные — наружные, калибрующие диаметр скважины, и внутренние *9*, обрабатывающие керн.

В самозатачивающихся коронках (см. рис. 3.2, *в*) режущая часть имеет вставку, состоящую из резца, опорной, установочной и оберточной пластин. Элементы резцов — передний и задний углы, углы заточки и поворота. Прочие элементы-вкладыши. Коронки, составляющие группы (а — в), отличаются конструкцией корпуса, формой резцов, их размещением и др.

Режущая часть коронок типа М (см. рис. 3.2, *а*) выполнена в виде ребер *7* с основными *8* и подрезными *9* резцами. У коронок типов СМ, СТ (см. рис. 3.2, *б*) и СА (см. рис. 3.2, *в*) имеются зубки *6*, вырезаемые в торцовой части корпусов, которые армируются режущими вставками *11* у коронок типа СА и основными и подрезными резцами *8* и *9* — у коронок типов СМ, СТ и СА.

Кроме того, у коронок М в ребрах, а у коронок СМ, СТ в промывочных пазах устанавливают дополнительные подрезные

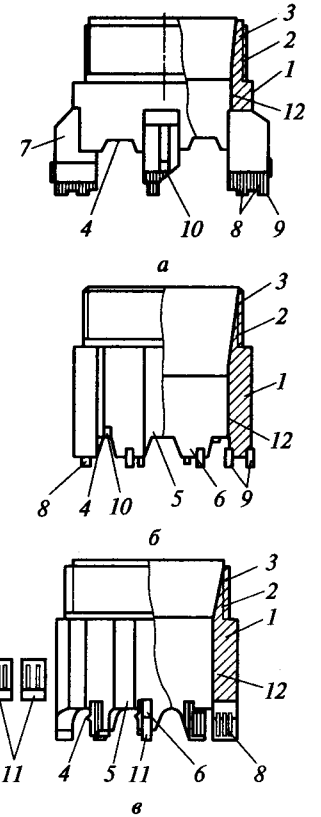


Рис. 3.2. Основные конструктивные элементы:

а — коронок типа М; *б* — коронок типов СМ, СТ; *в* — коронок типа СА

резцы *10*, калибрующие стенки скважины и керн. У коронок СА режущая часть имеет вставку *11*, состоящую из резцов *8*, закрепленных на ней с помощью оберточной пластины.

Гидравлическая система коронок состоит из промывочных каналов *4* и шламовых пазов *5*. Корпус коронки *1* представляет собой кольцо, изготовляемое из трубной заготовки. Длина его независимо от диаметра должна быть не более 75 мм. Резьба имеет трапецеидальную форму, длина нарезки 30 мм. Резьба изготовляется по ГОСТу 6238—77.

Противоположный торец коронки имеет промывочные каналы (промывочные окна). Форма каналов зависит от конструктивных особенностей коронок и может быть трапецеидальной, прямоугольной и овальной. Суммарная площадь промывочных каналов должна быть не менее минимальной площади сечения проходного отверстия в соединении колонны бурильных труб. Глубина промывочных каналов не превышает 10 мм. Кроме промывочных каналов, в гидравлическую систему резцовых и самозатачивающихся коронок входят шламовые пазы, расположенные по наружной поверхности короночного кольца. Форма пазов в плане треугольная, их число определяют диаметром коронки. Коронки типа М выпускают номинальных диаметров 93, 112 и 151 мм, типа СМ5 — 34, 46, 59, 76, 93, 112, 132 и 151 мм, типа СМ6 — 46, 59, 76, 93, 112, 132 и 151 мм, типа СА1 — 36, 46, 59, 76, 93, 112 и 132 мм. Основные данные по размерам и характеристике элементов некоторых типов твердосплавных коронок приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. **Основные размеры твердосплавных коронок**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм	Наружный диаметр корпуса, мм	Внутренний диаметр корпуса, мм	Ширина торца корпуса, мм	Наружный зазор, мм	Внутренний зазор, мм	Число шламовых пазов
1	2	3	4	5	6	7	8
СТ2	46	44,5	325	6	0,75	0,75	3—6
	59	57,5	45,5	6	0,75	0,75	
	76	74	61	6,5	1	1	5—12
	93	91	77	7	1	1	
	112	110	96	7	1	1	
	132	130	116	7	1	1	
	151	149	135	7	1	1	
СМ4	76	74	61	6,5	1	1	6
	93	90	77	6,5	1,5	15	
	112	109	96	6,5	1,5	1,5	
	132	129	116	6,5	1,5	1,5	8
	151	148	135	6,5	1,5	1,5	
СА2	36	34,5	22,5	6	0,75	0,75	3—10
	46	44,5	32,5	6	0,75	0,75	
СА5	59	57,5	44,5	6	0,75	0,75	
	76	74	61	6,5	1	1	4—8

1	2	3	4	5	6	7	8
СА6	93	90	77	65	15	1	
	112	109	96	6,5	1,5	1	
	132	129	116	6.5	15	1	
СА4	46	445	22,5	6	0,75	0,75	3
	59	57,5	45,5	6	0,75	075	4
	76	74	61	6,5	1	1	
	93	90	77	6,5	1,5	1	
	112	109	96	6,5	1,5	1	
	132	129	116	6,5	1,5	1	6

В настоящее время выпускают 10 типов твердосплавных коронок, применяющихся для бурения разных по физико-механическим свойствам горных пород. Конструктивные особенности коронок связаны со свойствами разбуриваемых пород (по категориям буримости). По этому признаку твердосплавные коронки подразделяют на три группы для бурения:

- ✓ мягких пород (I—IV категорий);
- ✓ малоабразивных пород средней твердости (V—VII категорий);
- ✓ абразивных пород средней твердости (VII, VIII и частично IX категорий).

Характерным признаком коронок для бурения мягких пород является наличие ребер на боковой поверхности, что обеспечивает максимальные зазоры между колонковой трубой и стенками скважины и хорошую очистку забоя скважины от шлама. За счет этого достигаются и лучшие показатели бурения в мягких пластичных и малосвязных породах. По конструктивному признаку эти коронки называют ребристыми. Их характеристики приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3. **Характеристики ребристых коронок**

Тип	Диаметр, мм		Количество ребер	Количество твердосплавных резцов, шт.			Масса коронки, кг
	наружный	внутренний		по торцу	калибрующих	всего	
М5—93	93	59	4	16	4	20	1,05
М5—112	112	73	4	16	4	20	1,30
М5—132	132	91	6	24	6	30	1,70
М5—151	151	112	6	24	6	30	1,80

В коронках для бурения малоабразивных пород средней крепости основное влияние на показатели бурения оказывают форма резца, его размеры, расположение по торцу коронки. Коронки такого типа называют резцовыми (тип СМ).

Для бурения абразивных пород средней крепости применяют самозатачивающиеся коронки (тип СА). В этих коронках применяют мелкие

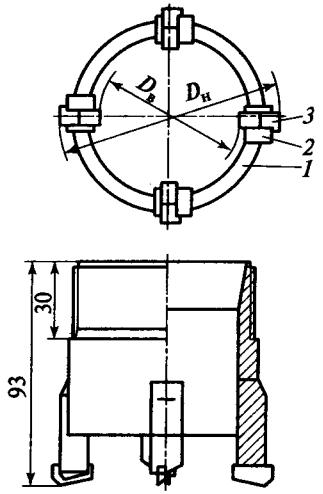


Рис. 3.3. Коронка М5:
1 — корпус; *2* — ребра; *3* — твердосплавные пластины

резцы, а торец коронки имеет достаточную насыщенность резцами, что обеспечивает их самозатачивание в процессе бурения.

С учетом вышеперечисленных признаков твердосплавные коронки подразделяют на следующие группы:

— ребристые коронки для бурения мягких пород М5(ГОСТ 10502—69) (рис. 3.3);

— резцовые коронки для бурения малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные): СМ4, СМ5, СМ6, СТ2 (ГОСТ 11108—70) (рис. 3.4); из них коронки СТ2 применяют при бурении в трещиноватых породах;

— самозатачивающиеся коронки для бурения абразивных пород средней твердости (гладкостенные): СА1, СА2, СА4; (ГОСТ 11108—70), СА5 ТУ 41-61-289—77 и СА6 ТУ (рис. 3.5).

Самозатачивающиеся коронки по типу резцов и их расположению подразделяют на микрорезцовые СА2 (см. рис. 3.5), СА5 и СА6, тонкопластинчатые СА1 и комбинированные СА4, в которых содержатся элементы резцовых и самозатачивающихся коронок.

Технология бурения твердосплавными коронками включает целый комплекс вопросов, связанных с бурением скважины, получением и сохранением керна, предупреждением и искривлением скважины и ряд других.

При твердосплавном бурении по монолитным и слаботрещиноватым породам колонковый набор состоит из фрезерного переходника, колонковой трубы и коронки. В сильно трещиноватых и малосвязных породах для повышения выхода керна применяют двойные колонковые трубы. Тип коронки подбирают на основании анализа физико-механических свойств горных пород, слагающих разрез скважины. Особое внимание уделяют абразивным, прочностным свойствам горных пород, их трещиноватости и устойчивости.

Производительность бурения твердосплавными коронками зависит от технологических параметров режима бурения: осевой нагрузки на коронку, частоты вращения бурового снаряда и расхода очистного агента. Необходимо стремиться к оптимальному сочетанию этих параметров, которые могут обеспечить максимальную механическую скорость бурения при минимальной стоимости метра скважины.

Анализ количественных значений параметров режима бурения, проводимый многими организациями и исследователями, позволил установить следующие закономерности.

Осевая нагрузка оказывает сложное влияние на механическую скорость бурения. Установлена зависимость между механической скоро-

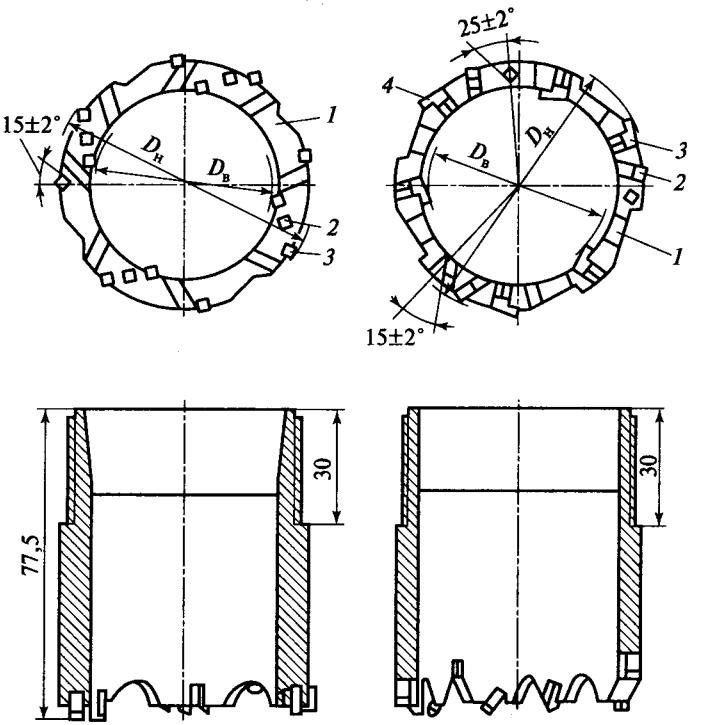


Рис. 3.4. Коронки СМ4 и СМ6:
1 — корпус; *2* — центральный резец; *3* и *4* — подрезные резцы (наружный и внутренний)

стью бурения и осевой нагрузкой, которая имеет вид параболы. Увеличение осевой нагрузки вызывает повышение механической скорости бурения, но только до критического значения нагрузки. Затем наблюдается снижение скорости бурения. Критическое значение осевой нагрузки определяют прочностными характеристиками горной породы и твердого сплава. Повышение осевой нагрузки вызывает упругие деформации в колонне бурильных труб, появление вибраций в буровом снаряде и сколов в резцах твердосплавной коронки. При этом износ коронки увеличивается.

При практических расчетах осевой нагрузки пользуются удельным значением осевой нагрузки, приходящейся на один резец для коронок резцового типа или на одну вставку для самозатачивающихся коронок. Расчет осевой нагрузки (даН) на твердосплавную коронку выполняют по формуле

$$P = pm, \qquad (3.1)$$

где p — нагрузка на 1 резец, даН; m — число основных резцов или вставок в коронке.

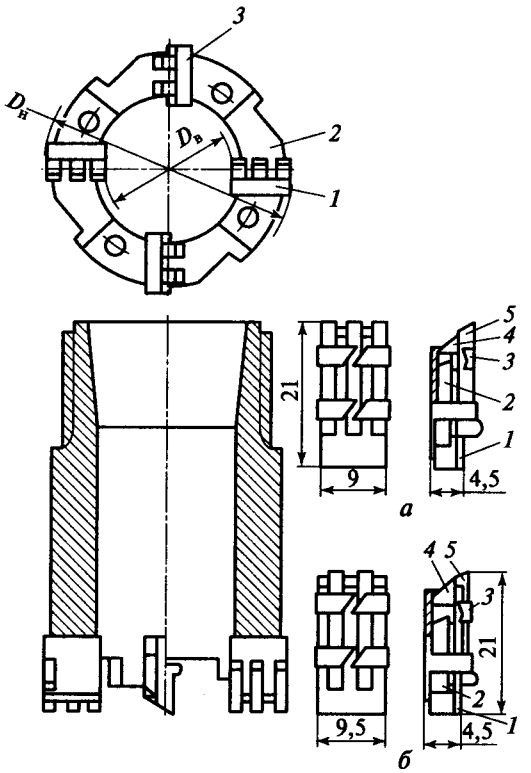


Рис. 3.5. Коронка СА2: *а* — трехрезцовое расположение; *б* — двухрезцовое расположение. *1* — основной резец; *2* — опорная пластина; *3* — оберточная пластина; *4* — подрезной резец; *5* — установочная пластина

В табл. 3.4. приведены рекомендуемые значения рациональной удельной осевой нагрузки.

Таблица 3.4. **Удельная осевая нагрузка для разных типов твердосплавных коронок**

Тип коронки	Нагрузка на 1 резец (даН) для категории пород по буримости						
	I–II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Ребристые, тип М	40—50	50—60	60—80	—	—	—	—
СМ	—	—	—	60—80	80—100	100—120	—
СА	—	—	—	100—120	120—140	140—160	160—180

Частота вращения бурового снаряда существенно влияет на показатели работы твердосплавных коронок. Эта зависимость имеет вид параболы. Рост частоты вращения повышает механическую скорость до определенного максимума, затем наблюдается снижение скорости бурения, которое, очевидно, связано с износом коронок. Максимум

механической скорости бурения для каждого диаметра коронки соответствует различной частоте вращения. За критерий выбора оптимальной частоты вращения коронки при бурении пород средней твердости принимают окружную скорость коронки, равную 1,4—1,5 м/с. Необходимую частоту вращения n рассчитывают по известной формуле:

$$n = \frac{60 v_{окр}}{\pi D}, \qquad (3.2)$$

где D — средний диаметр коронки, м; $v_{окр}$ — окружная скорость коронки, м/с.

$$D = \frac{D_1 + D_2}{2},$$

где D_1 — наружный диаметр, м; D_2 — внутренний диаметр коронки, м.

Меньшие значения окружной скорости берут для бóльших диаметров, а большие — для малых.

При бурении скважин самозатачивающимися коронками частота вращения коронок увеличивается, приближаясь по значениям окружных скоростей до 2—2,5 м/с. При бурении трещиноватых пород частота вращения коронок снижается на 20—40 %.

При бурении мягких пород II—IV категорий по буримости частоту вращения коронок выбирают с таким расчетом, чтобы окружная скорость их не превышала 1,5—2,0 м/с; при этом предельные значения частоты вращения не должны превышать следующие:

наружный диаметр коронок, мм	93 112 132 151
предельные значения частоты вращения, мин$^{-1}$ (не более)	400 300 250 200

Указанные значения необходимо уменьшать при бурении мягких пород с пропластками более твердых или с включениями валунов и галечников.

Расход промывочной жидкости должен обеспечивать вынос частиц разрушенной породы на поверхность. Его определяют скоростью подъема восходящего потока жидкости, которая зависит от размера частиц, их плотности и величины зазора между стенками скважины и бурильными трубами. При промывке водой скорость восходящего потока должна быть не менее 0,25 м/с, а при бурении с глинистым раствором ее снижают до 0,2 м/с. Тогда расход промывочной жидкости Q определяют по формуле

$$Q = FV_{в.п}, \text{ м}^3/\text{с}, \qquad (3.3)$$

где F — площадь затрубного пространства, м^3; $V_{в.п}$ — скорость восходящего потока, м/с.

Расход промывочной жидкости (м^3/с) находят также из рекомендуемого удельного расхода (л/мин) на 1 см диаметра коронки по формуле

$$Q = KD, \text{ л/мин}, \qquad (3.4)$$

где K — удельный расход промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки, л/мин; D — наружный диаметр коронки, см.

Таблица 3.5. **Рациональные режимы бурения твердосплавными коронками**

Категория пород по буримости	Характеристика группы горных пород	Параметры режима бурения		
		Удельная нагрузка на режущий элемент, даН	Окружная скорость, м/с	Удельный расход жидкости (л/мин) на 1 см диаметра коронки
I	Рыхлые неоднородные	50—20	1,1—1,45	14—16
II	Рыхлые неоднородные вспучивающиеся	60—30	0,7—1,45	12—14
II	Однородные	100—50	1,1—2,0	12—16
IV	Неоднородные вспучивающиеся	150—100	0,7—1,45	12—14
V	Монолитные плотные:			
	малоабразивные	50—40	1,1—2,0	14—16
	абразивные	40—30	0,7—1,45	12—16
	трещиноватые	80—60	0,7—1,2	7—11
VI	Монолитные малоабразивные:	70—60	1,1—1,8	8—12
	абразивные	60—40	0,7—1,45	8—10
	трещиноватые	100—80	0,7—1,2	7—10
VII	Монолитные малоабразивные:	100—80	0,7—1,6	10—12
	абразивные	80—60	0,7—1,2	10—14
	трещиноватые	120—100	0,7—1,2	8—10

Величину K определяют опытным путем (табл. 3.5).

Вид очистного агента выбирается в зависимости от устойчивости горных пород. В устойчивых породах V—VIII категорий по буримости применяют воду, а в условиях затрудненного водоснабжения — воздух, использование которого дает существенный прирост технико-экономических показателей бурения. В интервалах неустойчивых пород целесообразно применять глинистый раствор, а в особо осложненных условиях его обрабатывают химическими реагентами с целью регулирования структурно-механических параметров.

В табл. 3.5. приведены рекомендуемые данные по выбору рациональных режимов бурения твердосплавными коронками различных горных пород.

3.2. Алмазный породоразрушающий инструмент и технология бурения

Алмазный породоразрушающий инструмент для бурения разведочных скважин включает породоразрушающий инструмент для колонкового бурения с отбором керна и алмазные долота для бескернового бурения. Комплект породоразрушающего алмазного инструмента для колонкового бурения состоит из алмазной коронки и расширителя. Выпускаются алмазные коронки различных типов: для бурения с одинарными колонковыми трубами, двойными колонковыми трубами для комплексов ССК, КССК и специального назначения. Алмазные расширители служат для калибровки диаметра скважин и стабилизации

работы алмазной коронки. Для армирования алмазного породоразрушающего инструмента применяют природные и синтетические алмазы.

Природные технические алмазы добывают из россыпных и коренных месторождений. Добыча из россыпных месторождений была начата в Индии до н. э.; Бразилии — в XVIII в., Африке (реки Оранжевая и Вааль) — в 1867 г. В конце прошлого столетия впервые были открыты коренные месторождения алмазов в Ю. Африке — местность Кимберлей — классические трубки кимберлита.

В России алмазы, в основном ювелирные, добывались из россыпей на Урале (р. Вишера). В середине XX в. были обнаружены и разведаны крупные коренные кимберлитовые месторождения алмазов в Якутии, что позволило России стать одним из ведущих алмазодобывающих государств. В конце XX в. разведаны крупные месторождения алмазов в Архангельской области. Природный кристалл алмаза изображен на рис. 3.6.

Рис. 3.6. Якутский кристалл алмаза в кимберлите

Природные алмазы подразделяют на технические и ювелирные. Технические алмазы при добыче составляют 85—90 %. К ним относят обломки, трещиноватые камни, камни плохой окраски, с наличием включений, сростки и т. п.

Алмазы обычно встречаются размером от тысячных долей до одного-двух каратов. Крупные алмазы в несколько сотен карат — редчайшие находки. Форма кристаллов алмазов самая разнообразная: октаэдр, ромбододекаэдр, гексаэдр (куб), додекаэдроид, гексаэдроид, комбинации форм.

Свойства алмазов уникальные. Этот минерал имеет твердость по шкале Маоса, равную 10, а микротвердость — в пределах 95 000—100 600 МПа, т. е. является самым твердым, что определяет его применение для бурения хрупких абразивных и твердых пород. Твердость алмаза на разных гранях кристалла различна: наименьшую твердость имеет грань куба. Несколько большей твердостью обладает грань ромбододекаэдра и самую высокую твердость — грань октаэдра. Это свойство алмаза объясняется неравномерным расположением атомов в плоских сетках алмазов различных форм и называют его *анизотропией*.

Плотность алмазов зависит от включений и примесей в нем, а также от пористости и колеблется от 2,9 до 3,55 г/см^3.

Стойкость алмаза находится в прямой зависимости от коэффициента теплопроводности λ: чем больше λ, тем меньше нагрев алмаза и тем менее интенсивно проходят окислительные процессы на поверхности его режущих кромок. Коэффициент теплопроводности алмаза $\lambda = 1{,}465 \cdot 10^2$ Вт/м · град., или в 2,5 раза больше, чем у твердого сплава ВК8. Поэтому при соответствующем охлаждении алмазами можно вести бурение с очень высокими окружными скоростями.

Размерность алмазов в соответствии с техническими условиями может быть представлена массой в каратах (1 карат равен 0,2 г), числом зерен алмазов в одном карате (шт. кар) для порошков — в мкм, ситовыми клетками — в мм. Размеры алмазного зерна и порошков даны в табл. 3.6.

Таблица 3.6. **Размеры алмазного зерна и порошков**

Число алмазов в 1 карате	Линейные размеры, мм	Средний условный диаметр, мм
Алмазное зерно		
3	3,50—3,80	3,65
3—2	3,30—3,50	3,40
4—3	3,00—3,30	3,15
10—5	2,80—3,00	2,90
20—10	2,50—2,80	2,65
30—20	2,0—2,50	2,25
40—30	1,60—2,00	1,80
60—40	1,50—1,60	1,55
90—60	1,25—1,60	1,43
150—120	1,00—1,25	1,13
300—200	0,80—1,00	0,90
800—400	0,63—0,80	0,72
Алмазные порошки		
1200—800	0,50—0,63	0,57
2000—1200	0,40—0,50	0,45

Механические свойства алмазов в сопоставлении со свойствами других твердых материалов приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7. **Сравнительная характеристика механических свойств некоторых твердых материалов, Па**

Материал	Предел прочности на изгиб	Предел прочности на сжатие	Модуль упругости
Алмаз	294	1961	705 000—911 400
Карбид бора	294	1764	270 000
Карбид кремния	98—147	980—1960	357 700
Твердые сплавы типа ВК	882—1862	1862—3920	376 000—588 000

У алмаза низкая прочность на изгиб. Поэтому в матрицах буровых коронок требуется их хорошая защита. Алмаз — очень хрупкий минерал. При ударе он легко раскалывается по плоскостям спайности, параллельным граням октаэдра, поэтому в процессе бурения с алмазным породоразрушающим инструментом необходимо осторожное обращение.

Износостойкость алмазов по различным кристаллографическим направлениям колеблется в широких пределах, средняя же износостойкость в несколько раз выше износостойкости широко известных абразивных материалов — карбида кремния и карбида бора. Абразивную способность материала определяют отношением массы сошлифованного материала к массе израсходованного абразива. Если принять абразивную способность алмаза за единицу, то абразивная способность карбида бора составит 0,5—0,7, карбида кремния — 0,2—0,4, а элект-рокорунда — 0,15.

Алмаз не смачивается водой, но обладает способностью прилипать к жировым смесям, поэтому применение поверхностно-активных веществ и эмульсий улучшает смачиваемость алмаза и предохраняет его от абразивного износа. Кислоты, даже самые сильные, на алмаз не действуют.

Технические алмазы высокого качества (XV группа) применяют в коронках без предварительной обработки. Технические алмазы низкого качества (XX группа) предварительно обрабатывают с целью разделения по форме и размерам, а также для выделения зерен с более высокими прочностными свойствами. При этом алмазы подвергают дроблению, овализации, полированию, термической обработке и металлизации. Технические алмазы подразделяют на три группы, характеризующие их морфологические особенности и буровые качества: борты, карбонаты и балласы (рис. 3.7).

Борты представлены кристаллами неправильной формы или сростками, они окрашены в желтый, коричневый и серый цвета и являются основным сырьем для армирования алмазных коронок.

Карбонадо — алмазы слегка серого, коричневого или черного цветов, тонкозернистые, с тусклым или металлическим оттенком. Благодаря скрытокристаллическому строению и отсутствию спайности, они отличаются большой прочностью, вязкостью и надежны в работе.

Балласы — мелкозернистые агрегаты округлой формы, мутно-белого, серого и коричневого цветов, отличающиеся лучистым крупнокристаллическим ядром и мелкозернистой твердой оболочкой.

Классификация алмазов по их внешней форме приведена на рис. 3.8.

Для устранения различных дефектов в технических алмазах и улучшения их качества они подвергаются предварительной обработке. Низкосортные алмазы дробят на различных установках с целью раскалывания их по трещинам и дефектным местам и одновременно придают полученным обломкам изометрическую форму. Алмазы, дробленные механическим способом, используют для армирования буровых коронок, изготовления шлифовальных порошков и микропорошков.

Овализацию низкосортных алмазов производят на специальных установках с целью придания алмазам округлой формы, а также для разрушения слабых трещиноватых кристаллов с дефектами осуществляют эту операцию в специальных установках, в камере которых алмазам придается вращательное движение. В процессе вращения алмазы ударяются друг о друга и стенки камеры, истираются и раскалываются, приобретая овальную форму. Поэтому прочность овализованных алмазов намного увеличивается (рис. 3.9, *а*).

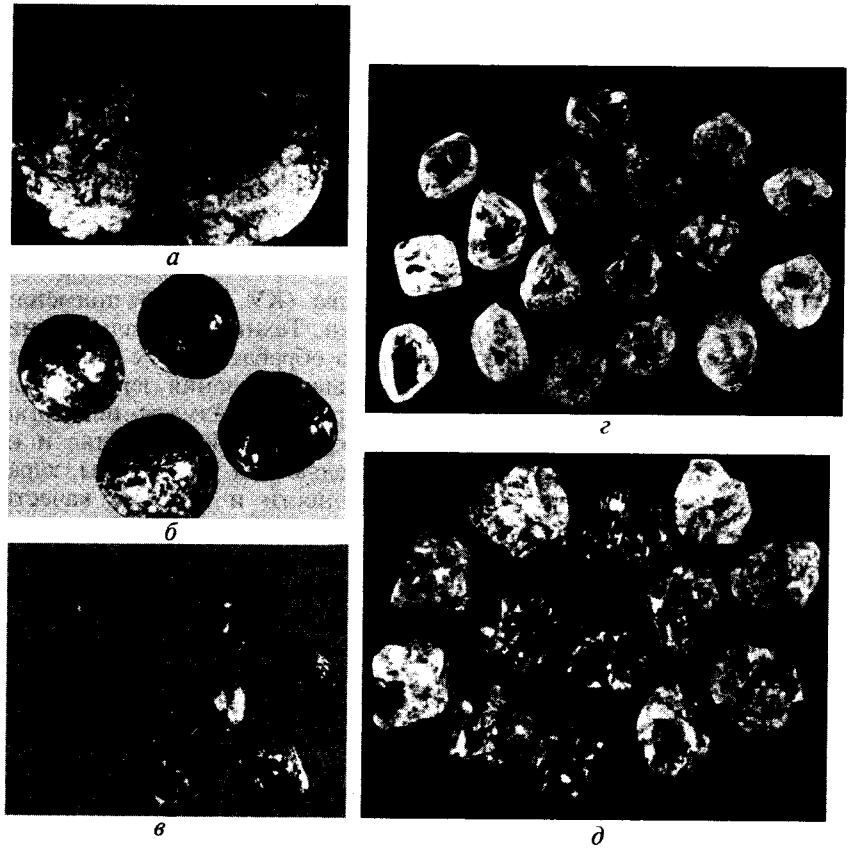


Рис. 3.7. Технические алмазы:
а — борт друзообразный; *б* — балласы; *в* — карбонадо; *г, д* — низкосортные алмазы для дробления (*г* — XXa группа, *д* — XXXVa группа)

Полирование алмазов (рис. 3.9, *б*) производят для уменьшения сил трения их о разрушаемую породу, что повышает механическую скорость бурения и снижает износ алмазов. Полирование алмазов осуществляется механическим и химическим способами. При механическом способе полирования алмазов производят обработку овализованных зерен водной суспензией микропорошков алмаза с размером зерен от 1 до 40 мкм; при химическом алмазы обрабатывают в расплаве щелочей с бурой при воздействии высокой температуры. При этом в первую очередь растворяются тонкие, выступающие части алмаза, в результате чего образуется гладкая поверхность зерен.

Термическая обработка алмазов позволяет снимать внутренние напряжения в кристаллах и таким образом повышать их прочностные свойства. Опытные работы показывают, что прочность термически

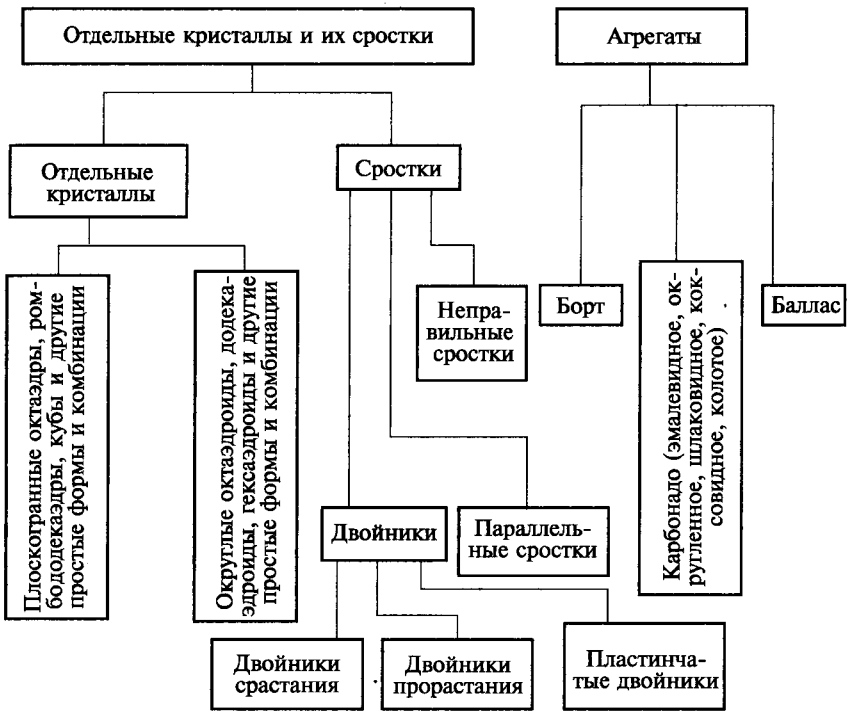


Рис. 3.8. Классификация алмазов по их внешней форме

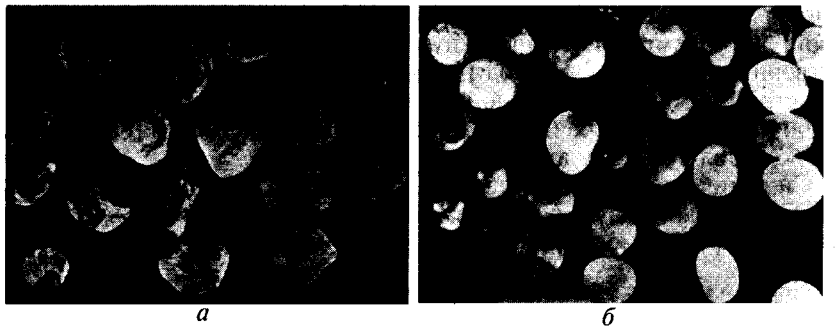


Рис. 3.9. Обработанные технические алмазы:
а — овализованные (слабой степени); *б* — полированные

обработанных алмазов при статическом одноосном сжатии может повышаться на 20—40 %. Известны два режима термической обработки. Первый заключается в нагреве алмазов до 920—940 °С с последующим медленным охлаждением, второй — в нагреве до температуры 320—350 °С и последующим дважды охлаждением: до 20 °С и до –196 °С в жидком азоте.

Металлизацию алмазного сырья применяют с целью покрытия поверхности кристаллов тонким, в несколько микронов, слоем тугоплавкого металла, имеющего высокую адгезию к алмазу. В этом случае связь зерен алмазов с материалом матрицы повышается, и прочность алмазных коронок увеличивается. Металлизация позволяет также заполнить трещины и микротрещины в алмазах металлом. Стойкость коронок, армированных металлизованными алмазами, возрастает на 15—20 %.

В настоящее время существует несколько классификаций технических алмазов, применяемых для армирования породоразрушающего инструмента. Наиболее используемой является классификация по ТУ 47-12—88 «Сырье алмазное для многокристального инструмента» (табл. 3.8).

Синтетические алмазы и композиционные материалы на их основе используют в настоящее время в странах СНГ в буровом породоразрушающем инструменте. Этот инструмент достаточно эффективен только для бурения пород средней твердости (VI—VIII категории).

В качестве объемных алмазов из синтетического сырья используют поликристаллические алмазы марки АРС3 и АРК4 размером 500—2500 мкм (7—400 шт. кар), получаемые путем дробления синтетических алмазов типа «спеки» и марки СВСП (0,4—0,8 кар) цилиндрической формы.

Синтетические поликристаллические алмазы АРК4 и АРВ1 (ГОСТ 9206—80) или АСПК и АСБ соответственно с плотными поликристаллическими образованиями с однородной мелкозернистой структурой, получаемые из графита путем синтеза в присутствии металлорастворителей, выпускают под названием «карбонаф» в виде цилиндров диаметром 2,3 и 4 мм, длиной до 4 мм или под названием «баллас». По динамической прочности алмазы АРК4 превосходят природные монокристаллические алмазы.

Синтетические поликристаллические алмазы АРС3 (ГОСТ 9206—80) или СВСП выпускают в виде цилиндров размером 4 × 4 мм и массой 0,6—6,8 кар, но могут поставляться и в дробленом виде.

Физико-механические свойства АРС3:

Твердость, кН/мм² 150 000
Термостойкость, °С ..... 1100—1200

Благодаря повышенной термостойкости, алмазы АРС3 можно применять для оснащения буровых коронок при обычной технологии спекания матрицы. По износостойкости они уступают природным алмазам.

Таблица 3.8. **Классификация технических алмазов, используемых для изготовления породоразрушающего инструмента**

Группа	Подгруппа	Тип	Применяемость	Характеристика по форме, целостности, степени искажения	Допускаемые дефекты	Размерность: кар	Размерность: шт./кар	Размерность: ситовой класс, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
XV	а	1	Для бурового и правящего инструментов	Целые кристаллы различной формы: округлые и округлоступенчатые; кроме кубов, закономерных и незакономерных сростков	Незначительные дефекты		120—90	–0,6 + 0,5
							90—60	–0,7 + 0,6
							60—40	–0,8 + 0,7
							50—30	–1,0 + 0,8
	а-1	1	То же	Целые кристаллы различной формы, кроме кубов и незакономерных сростков	Небольшие дефекты		30—20	
							120—90	
							90—60	
							60—40	
	а-2	1	Для бурового, правящего и строительного инструментов	Целые кристаллы различной формы и их обломки	Различные дефекты			
		1	То же	То же	Большие дефекты		120—90	
							90—60	
							60—40	
							50—30	
							30—20	
	а-3	1	»	Целые кристаллы различной формы	Небольшие дефекты		120—90	
							90—60	
							60—40	
							50—30	
							30—20	
	а-4	4	»	Овализованные алмазы различной формы с округлыми вершинами и ребрами	Дефекты не оговариваются			—
								0,200 + 0,1
								60
								—
								–0,250 + 0,2
								00
								–0,315 + 0,2

Продолжение табл. 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
								50 — −0,4 + 0,315 −0,5 + 0,4 −0,6 + 0,5 −0,7 + 0,6 −0,8 + 0,7
		4	»	То же	Небольшие дефекты		120—90 90—60 60—40 50—30 30—20	
	а-5	4	»	Дробленые алмазы различной формы	Дефекты не оговариваются			−0,4 + 0,315 −0,5 + 0,4 −0,6 + 0,5 −0,7 + 0,6 −0,8 + 0,7
		4	»	То же	Небольшие дефекты		120—90 90—60 60—40 50—30 30—20	
XV	а-6	4	»	Полированные овализованные алмазы различной формы с округлыми вершинами и ребрами	Небольшие дефекты		120—90 90—60 60—40 50—30 30—20	−0,7 + 0,6 −0,8 + 0,7
	а-7	4	»	Полированные дробленые алмазы различной формы	Небольшие дефекты		120—90 90—60 60—40 50—30 30—20	−0,7 + 0,6 −0,8 + 0,7

Продолжение табл. 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	б	1	Для буровых долот	Целые кристаллы различной формы, кроме кубов, закономерных и незакономерных сростков с округлыми гранями и ребрами	Незначительные дефекты	0,05—0,08; 0,08—0,12; 0,12—0,20; 0,20—0,25; 0,25—0,34		
	б-1	1	»	Целые кристаллы различной формы, кроме кубов и незакономерных сростках с округлыми гранями и ребрами	Небольшие дефекты	0,05—0,08; 0,08—0,12; 0,12—0,20; 0,20—0,25; 0,25—0,34		
	б-24		»	Овализованные алмазы различной формы с округлыми вершинами и ребрами	Небольшие дефекты		20—12 12—8 8—5 5—4 4—3	

Примечания: 1. Алмазы подгрупп «а», «а-1» с искажениями 1,3—1,5 не должны составлять более 50 %, с искажением 1,5—2,0 — не более 5 %; «б» с искажением 1,5—2,0 — не более 5 %. 2. Алмазы подгрупп «а-2», «а-4», «а-5», «а-6», «а-7» с искажением 1,5—2,0 не должны составлять более 50 %, с искажением 2,0—3,0 для размерностей 90—12 шт. кар — 3 %; 120—90 шт. кар — 8 %; для ситовых классов — 0,6 мм и мельче — 15 % 3. Алмазы подгрупп «б-1», «б-2» с искажением 2,0—3,0 не должны составлять более 5 %. 4. Количество алмазов светлых и окрашенных в подгруппах «а», «а-1», «а-2» определяют утвержденными в установленном порядке образцами. 5. Содержание алмазов в подгруппе «а» с незначительными дефектами, в подгруппе «а-1» с небольшими дефектами не должно составлять более 50 % (процентное содержание дефектных алмазов может быть скорректировано по согласованию сторон после установления фактического содержания по результатам сортировки контрольных партий). 6. Содержание алмазов графитизированных, пористых, рыхлых и сильнотрещиноватых в подгруппе «а-2» для ситовых классов — 0,7 + 0,5 мм — не более 15 %; для — 1,0 + 0,7 мм — не более 10 %; в подгруппах «а-4», «а-5» для ситовых классов — 0,8 + 0,4 мм — не более 15 %.

Синтетические монокристаллические алмазы выпускают (ГОСТ 9206—80) следующих марок: АСО (обычной прочности), АРС (повышенной прочности), АСВ (высокой прочности) и АСС (сверхпрочные). Эти алмазы имеют размер зерен 0,04—1 мм, их используют для микропорошков с размером зерен от 1 до 60 мкм. Твердость алмазов АСС составляет 80—100 кН/м^2.

В институте сверхтвердых материалов Национальной академии наук Украины им. В. Н. Бакуля (ИСМ НАНУ) разработаны и выпускаются для оснащения бурового инструмента монокристаллические синтетические алмазы (СА), сверхтвердые композиционные алмазосодержащие материалы типа «твесал» и алмазно-твердосплавные пластины (АТП). Для оснащения бурового инструмента используют монокристаллические СА с размером зерен от 650/500 до 250/200 мкм. Марка алмазов обозначается цифровым индексом, обозначающим среднее арифметическое значение показателей прочности на сжатие всех зернистостей определенной марки. Например, АС100 — алмаз синтетический со средней прочностью зерен 100 Н.

Славутич — сверхтвердый материал, уступает природным алмазам по износостойкости, но превосходит их по прочности; изготавливается в виде штабиков или пластинок любой формы; нашел широкое применение для армирования долот, предназначенных для бурения скважин на нефть и газ.

Кубонит — кубический нитрид бора, представляющий собой химическое соединение бора и азота. Микротвердость кубонита находится в пределах 75 000—95 000 МПа. Зерна кубонита имеют окраску от темно-коричневого до серого или белого цвета. Плотность 3,45 г/см^3, форма кристаллов октаэдрическая или тетраэдрическая. Кубонит применяют для обработки инструментальных сталей и сплавов, а также для армирования буровых коронок.

Алмазные порошки компании «De Beers», как показывают результаты испытаний армированных ими алмазных коронок как зарубежного, так и отечественного производства, являются лучшими породоразрушающими элементами, обеспечивающими наивысшие технико-экономические показатели бурения скважин.

Серия SDA+ получена в процессе синтеза на основе специального состава кобальта и высококачественного графита. Зерна этого порошка имеют кубо-октаэдрическую форму особой структуры, обеспечивающую его высокую износостойкость. Основная отличительная особенность порошка — наличие упорядоченно выстроенных металлических включений внутри каждого кристалла, что обеспечивает ему высокую адгезию к практически любой металлической связке с присутствием кобальта и никеля. Алмазы этой серии характеризуются также способностью к самозатачиванию за счет постепенных и равномерных микросколов в местах включения кобальта. Но по сравнению с алмазами SDB1000 серии они обладают немного меньшей прочностью и термостойкостью. Потеря прочности у них начинается после длительного нагрева при температуре свыше 850 °С.

Серия SDB1000 синтезирована с применением сплава никеля и железа. Зерна этого порошка имеют кубо-октаэдрическую форму и структуру, которая отличается тем, что кристаллы алмазов имеют внутри одно-два (максимум три) небольшие металлические включения. Они не портят форму кристаллов, которые выдерживают высокие температурные режимы (до 1100 °С и выше) и обладают высокой динамической и статической прочностью. Потеря прочности у них начинается после длительного нагрева свыше 900 °С. Например, потеря прочности зерен SDB LBW при нагреве 1100 °С в течение 8 мин составляет 4—3 %.

Характеристика алмазных порошков серий SDA и SDB, наиболее пригодных для бурения твердых и очень твердых пород, приводится в табл. 3.9.

Таблица 3.9. **Характеристика высокопрочных алмазных порошков**

Марка	Размер		Соответствие ГОСТ 9206—80
	US, Mesh	мкм, ГОСТ	
SDA 45+	30/40	500/400	АС 160
	40/50	400/315	АС 125
	50/60	315/250	АС 100
SDA 55+	30/40	500/400	АС 160
	40/50	400/315	АС 160
	50/60	315/250	АС 125
SDA 65+	30/40	500/400	АС 180
	40/50	400/315	АС 160
	50/60	315/250	АС 160
SDA 75+	30/40	500/400	АС 200
	40/50	400/315	АС 180
	50/60	315/250	АС 170
SDA 85+	30/40	500/400	АС 220
	40/50	400/315	АС 200
	50/60	315/250	АС 190
SDA 100+	30/40	500/400	АС 270
	40/50	400/315	АС 210
	50/60	315/250	АС 200
SDAB 1045	30/40	500/400	АС 160
	40/50	400/315	АС 160
	50/60	315/250	АС 125
SDB 1055	30/40	500/400	АС 200
	40/50	400/315	АС 160
	50/60	315/250	АС 160
SDB 1065	30/40	500/400	АС 200
	40/50	400/315	АС 190
	50/60	315/250	АС 160

Продолжение табл. 3.9

Марка	Размер		Соответствие ГОСТ 9206—80
	US, Mesh	мкм, ГОСТ	
SDB 1075	30/40	500/400	АС 200
	40/50	400/315	АС 180
	50/60	315/250	АС 170
SDB 1085	30/40	500/400	АС 300
	40/50	400/315	АС 250
	50/60	315/250	АС 200
SDB 1100	30/40	500/400	АС 350
	40/50	400/315	АС 300
	50/60	315/250	АС 230
SDB 1125	30/40	500/400	АС 400
	40/50	400/315	АС 350
	50/60	315/250	АС 300
SDB LBW	50/60	315/250	АС 200

При армировке породоразрушающего инструмента синтетическими алмазами компании «De Beers» целесообразно сочетание серий SDA и SDB в различных пропорциях, исходя из свойств предполагаемых для бурения пород.

Конструкции алмазного инструмента характеризуются следующими конструктивными элементами: конструкцией корпуса коронки, формой торца коронки, размерами объемных и подрезных алмазов, их качеством, схемой расположения алмазов, насыщенностью ими матрицы, характером и геометрическими параметрами промывочной системы.

Корпус алмазной коронки изготовляют из углеродистой стали марки 20 или 30 по ГОСТу 1050—74. Длина корпуса коронки зависит от типа колонковых труб, применяемых для бурения. Конструкции коронок для одинарных (рис. 3.10, *а*) и двойных (см. рис. 3.10, *б*) колонковых труб существенно отличаются.

В табл. 3.10 приведены основные размеры коронок, применяемых с одинарными колонковыми трубами. Алмазные коронки с удлиненным корпусом применяют в некоторых конструкциях двойных колонковых труб и в комплексах ССК и КССК.

Коронки для одинарных колонковых труб имеют наружную присоединительную резьбу, длина которой 30 мм. Коронки для двойных колонковых труб имеют внутреннюю присоединительную резьбу длиной резьбы 40 мм. В табл. 3.11 приведены основные размеры алмазных коронок для двойных колонковых труб.

Геометрию режущей части выбирают такой, чтобы можно было рационально разместить алмазы в матрице коронки и наиболее эффективно разрушить горную породу. Коронки имеют пять стандартных профилей форм торца матрицы.

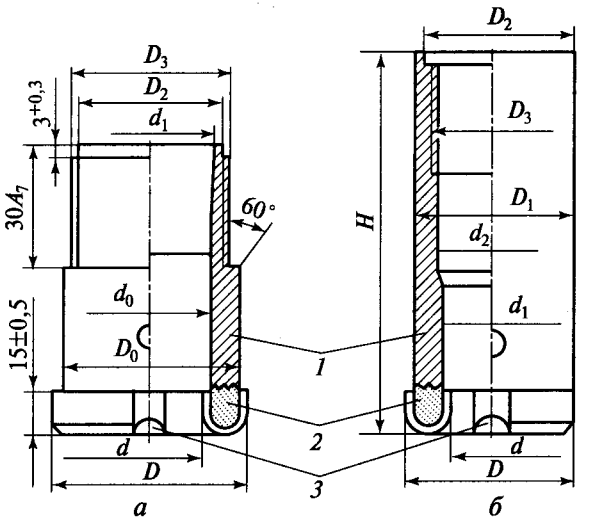


Рис. 3.10. Конструкция алмазных коронок для одинарных (*а*) и двойных (*б*) колонковых труб:

1 — стальной корпус; *2* — алмазосодержащая матрица; *3* — промывочный канал

Таблица 3.10. **Основные размеры алмазных коронок для одинарных колонковых труб, мм**

D	d	D_0	D_1	D_2	d_0	d_1	H
$26^{+0,2}_{-0,1}$	$14^{+0,2}_{-0,1}$	24,5—0,6	21,5	19,8—0,3	15+0,5	18,5+0,5	65
$36^{+0,2}_{-0,1}$	$22^{+0,2}_{-0,1}$	34,0—0,6	29,0	27,3—0,3	23+0,5	26,0+0,5	65
$46^{+0,2}_{-0,1}$	$31^{+0,2}_{-0,1}$	44,0—0,6	39,0	37,3—0,3	33+0,6	36,0+0,6	65
$59^{+0,2}_{-0,1}$	$42^{+0,2}_{-0,1}$	57,0—0,7	52,0	50,3—0,4	44+0,6	48,0+0,6	65
$76^{+0,2}_{-0,1}$	$59^{+0,2}_{-0,1}$	73,0—0,7	68,0	66,3—0,4	60+0,7	64,0+0,7	65
$93^{+0,2}_{-0,1}$	$73^{+0,2}_{-0,1}$	90,0—0,9	84,0	82,3—0,5	76+0,7	80,0+0,7	75
$112^{+0,2}_{-0,1}$	$92^{+0,2}_{-0,1}$	109,0—0,9	103	101,3—0,5	95+0,9	98,0+0,9	75

Круглый торец (рис. 3.11, *а*) имеет радиус закругления, равный половине толщины алмазосодержащей матрицы. Такой профиль позволяет наиболее равномерно разместить алмазы по режущей части поверхности матрицы и лучше закрепить их в ней. Такую форму профиля применяют в коронках зубчатого типа.

Полузакругленный торец (рис. 3.11, *б*) имеет радиус закругления, равный толщине алмазосодержащей матрицы. Такой профиль обеспе-

Таблица 3.11. **Основные размеры коронок для двойных колонковых труб, мм**

Тип коронки	D	d	D_1	D_3	D_2	H
Для труб ТДН-УТ						
КУТ, КУТИ	$46^{+0,2}$	31	44,0	42,0	37,5	145
КУТВ	59	$42^{0,2}$	57,0	54,0	50,0	165
19ИЗГ	$76_{-0,1}$	$58_{-0,1}$	75,0	69,5	65,5	165
Для труб ТДН-2						
10А3,	$59^{+0,2}$	$38^{+0,2}$	57,0	52,0	41,0	170
11И3	$76_{-0,1}$	$52_{-0,1}$	73,0	68,0	57,0	270
Для труб ТДН-0						
КДТО-20-59	$59^{+0,3}_{-0,2}$	$34,5^{+0,3}_{-0,2}$	57,0	52,0	41,2	162
КДТО-150-59	$59^{+0,3}_{-0,2}$	$34,5^{+0,3}_{-0,2}$	57,0	52,0	41,2	164
КДТО-20-76	$76^{+0,4}_{-0,3}$	$46,0^{+0,4}_{-0,2}$	73,0	68,0	52,0	77
КДТО-20-93	$93^{+0,4}_{-0,3}$	$60,0^{+0,4}_{-0,2}$	92,8	86,0	72,2	85

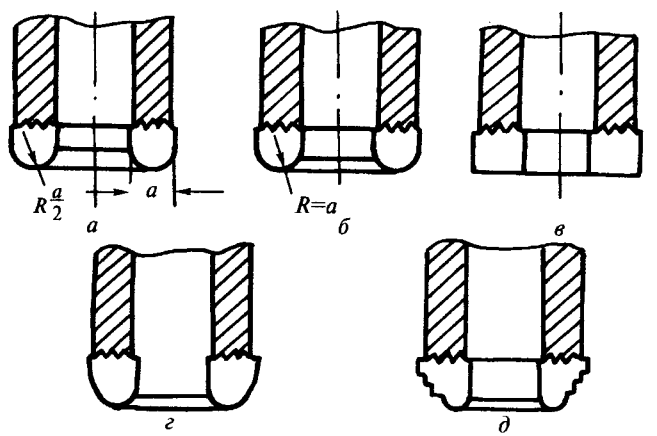


Рис. 3.11. Профили торца алмазных коронок:
а — круглый; *б* — полукруглый; *в* — плоский; *г* — прямой полукупол; *д* — ступенчатый

чивает лучшее закрепление алмазов в угловых точках профиля. Число алмазов, перекрывающих радиальную ширину забоя, невелико.

Давление на контакте алмазов с породой меньше в угловых точках и больше в середине профиля. Полузакругленный профиль широко применяют в однослойных и импрегнированных коронках для бурения твердых пород. Плоский торец (см. рис. 3.11, *в*) позволяет разместить на нем минимальное количество алмазов, что во многих случаях обеспечивает высокую механическую скорость. Недостатком такого профиля является слабое закрепление алмазов по краям торца, что приводит к преждевременному выкрашиванию и образованию «фасок износа» на торце коронки. С плоским торцом выпускают импрегнированные коронки. Такой профиль непригоден для однослойных коронок.

Торец формы полукупол (см. рис. 3.11, *г*) имеет большой радиус закругления по наружной стороне матрицы и малый — по внутренней стороне. При такой форме матрицы можно расположить алмазы по наружному диаметру и увеличить стойкость коронок при бурении трещиноватых, раздробленных пород. С полукуполом выпускают коронки, предназначенные для двойных колонковых труб.

Ступенчатый торец (см. рис. 3.11, *д*) имеет более развитую площадь поверхности матрицы по наружному диаметру, что позволяет разместить на ней большее количество алмазов и увеличить стойкость коронок. В данном случае формируются дополнительные плоскости обнажения, что ускоряет процесс разрушения породы и стабилизирует работу коронки. С таким профилем выпускают коронки для комплексов ССК, где требуется повышенная работоспособность породоразрушающего инструмента.

Матрица коронки представляет собой металлокерамическое кольцо, в котором закреплены алмазы. Она припаивается к стальному корпусу коронки и служит для закрепления алмазов, отвода тепла, возникающего в процессе бурения, а также для своевременного обнажения алмазов при бурении. Материал матрицы (медь, никель, порошок медный, порошок никелевый) обладает меньшей твердостью, чем зерна алмазов, и изнашивается частицами разбуренной породы быстрее, обнажая их. Сильно обнаженные алмазы могут выпасть из матрицы, сколоться и не выполнить работу по разрушению породы. При недостаточном обнажении они слабо внедряются в породу, и коронка не разрушает ее. Необходимая степень обнажения алмазов регулируется износостойкостью матрицы и различными технологическими приемами (изменение параметров режима бурения, электрохимическая заточка и др.).

Промывочная система состоит из промывочных каналов, расположенных в матрице алмазной коронки. Размер и количество промывочных каналов должны обеспечивать своевременное удаление шлама выбуренной породы с забоя скважины и охлаждение матрицы коронки. В зависимости от характера проходимых пород коронки выпускают как с обычной промывочной системой (01А3, 01А4, 02И3, 02И4, 02И4, 03И5 и др), так и развитой (07А3, 15А3, 16А3). Коронки с обычной промывочной системой имеют от двух до десяти промывочных каналов шириной до 6 мм. Алмазы в этих коронках по боковой поверхности и торцу расположены без заданного выпуска. В коронках с развитой промывочной системой количество каналов увеличено до 18—36, в зависимости от диаметра коронки, а ширина промывочных каналов составляет 8—12 мм. Алмазы в этих коронках установлены с задан-

ным выпуском: в боковых ребрах до 0,3 мм, а по торцу до 30 % от среднего размера алмаза.

Алмазы, расположенные в матрице, по своему назначению подразделяют на объемные и подрезные. *Объемные* алмазы располагаются как на торце матрицы, так и внутри нее и выполняют роль породоразрушающих резцов. Они разрушают горную породу на забое скважины и обеспечивают ее углубку. *Подрезные* алмазы размещают на боковых поверхностях матрицы с внутренней и наружной сторон. Внутренние подрезные алмазы обрабатывают керн и обеспечивают его свободный проход в керноприемную трубу. Наружные подрезные алмазы калибруют стенки скважины.

В породах средней твердости (VII—VIII категорий буримости) наилучшие результаты показывают коронки, армированные алмазами с зернистостью от 2—5 до 1020 шт. кар.; в твердых породах (IX—X категорий буримости) целесообразно использовать коронки с алмазами зернистостью от 20—30 до 150—400 шт. кар.

Зернистость алмазов в коронке зависит от их положения в матрице. Подрезные алмазы обычно крупнее торцовых. Места перехода от торцовой части коронки к боковой армируются более крупными алмазами. В табл. 3.12 приведены данные о зернистости алмазов для армирования коронок.

Таблица 3.12. **Взаимосвязь зернистости и размеров алмазных зерен**

Линейный размер, мм	Зернистость алмазов, шт./кар					
	2—5 3,3—4,0	5—10 2,5—3,3	10—20 1,8—2,5	20—30 1,5—1,8	30—40 1,3—1,5	40—60 1,1—1,3
Линейный размер, мм	Зернистость алмазов, шт./кар					
	60—90 1,0—1,1	90—120 0,9—1,0	120—200 0,8—0,9	200—300 0,7—0,8	300—400 0,6—0,7	400—600 0,5—0,6

В настоящее время выпускают различные типы алмазных коронок, поэтому для определения типа коронки (рис. 3.12), свойств матрицы и характеристики алмазов каждая коронка имеет свой индекс, нанесенный на ее корпус.

Пример индексации коронки:

1. 01А3Д60К40 №728260 АИ.1.

01 — конструкция коронки; А — однослойная; 3 — нормальная матрица (HRC 20—25), Д — объемные алмазы дробленые; 60 — зернистость объемных алмазов, шт. кар., К — подрезные алмазы овализованные; 40 — зернистость подрезных алмазов, шт. кар.; № 728260 — заводской номер коронки; АИ — изготовлена на Терекском заводе алмазных инструментов; 1 — квартал.

2. КГ-59-3 СВМ — коронка для бурения снарядом ССК-59; диаметр 59 мм; форма торца гребенчатая; твердость матрицы HRC 25—30, армированная синтетическими высокопрочными алмазами; изготовлена в ТулНИГП.

Для армирования однослойных коронок применяют алмазы с зернистостью от 5—10 до 150—200 шт. кар. Коронки этого типа применяют в плотных, малоабразивных, слаботрещиноватых породах от VI до X категорий буримости.

Схема раскладки алмазов выбирается с учетом их зернистости, формы профиля торца коронки, системы промывочных каналов, механических свойств пород, для которых предназначен инструмент. Типовые схемы раскладки алмазов изображены на рис. 3.13.

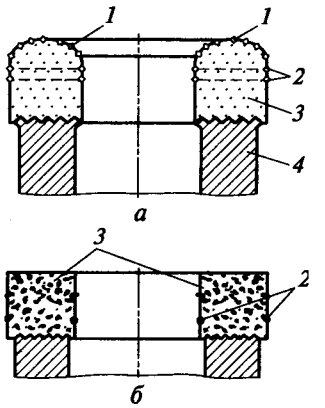


Рис. 3.12. Типы алмазных коронок:

а — однослойная; *б* — импрегнированная: *1* — объемные алмазы; *2* — подрезные алмазы; *3* — матрица, насыщенная мелкими алмазами; *4* — корпус коронки

В настоящее время изготовляют однослойные коронки с алмазами, имеющими заданную величину выпуска из матрицы, и с развитой промывочной системой, а также алмазные коронки без заданного выпуска алмазов и с обычной промывочной системой. Величина выпуска алмазов на торце коронки влияет на величину их внедрения в породу и степень очистки забоя от шлама. Как правило, коронки с заданной величиной выпуска применяют в порядке средней твердости (VI—VIII категорий): чем больше выпуск алмазов, тем лучше очищается забой от шлама и тем выше механическая скорость бурения.

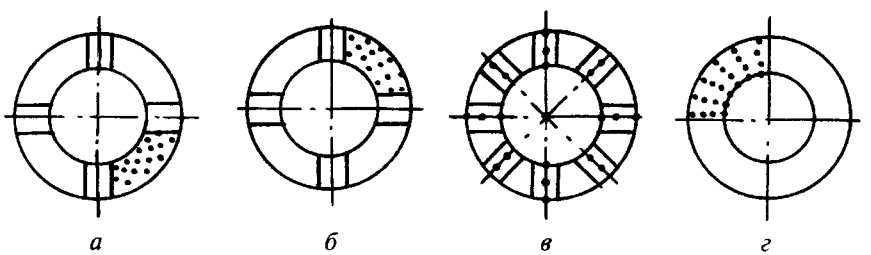


Рис. 3.13. Типовые раскладки алмазов на коронке:

а — радиальная; *б* — спиральная; *в* — концентрическая; *г* — с неполным перекрытием радиальной ширины забоя

Алмазные коронки без заданного выпуска с обычной промывочной системой применяют в более твердых слаботрещиноватых породах (IX—X категории буримости). Технические характеристики однослойных коронок с выступающими алмазами приведены в табл. 3.13. Конструкция коронки 07А3 с выступающими алмазами показана на рис. 3.14, *а*. Технические характеристики однослойных коронок без

Таблица 3.13. **Технические характеристики коронок с выступающими алмазами**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт. кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
16А3-СВ	59	42	12—8; 20—12; 400—150	20—12	12—17
	76	573			15—1
	93				19—24
01КС	76	58	4 мм зубки, 20—7, поликристаллы, АРС3		20
	93	73			25
02КС	112	92	20—7	20—7	30
04А3	59	42	20—12; 30—20; 40—30	20—12	16
	76	58			18
	93	73			24
07А3	59	42	30—20; 40—30	30—20	9,0—12,5
	76	58	60—40		10—14
04ДП	46	31	20—12; 30—20	20—12	6—10
	59	42	40—30; 60—40	30—20	7,5—15
	76	58	90—60	40—30	10—20
	93	73			20—24
КАТ	46	31	50—30	50—30	4—6
	59	45			5—8
	76	61			7—10

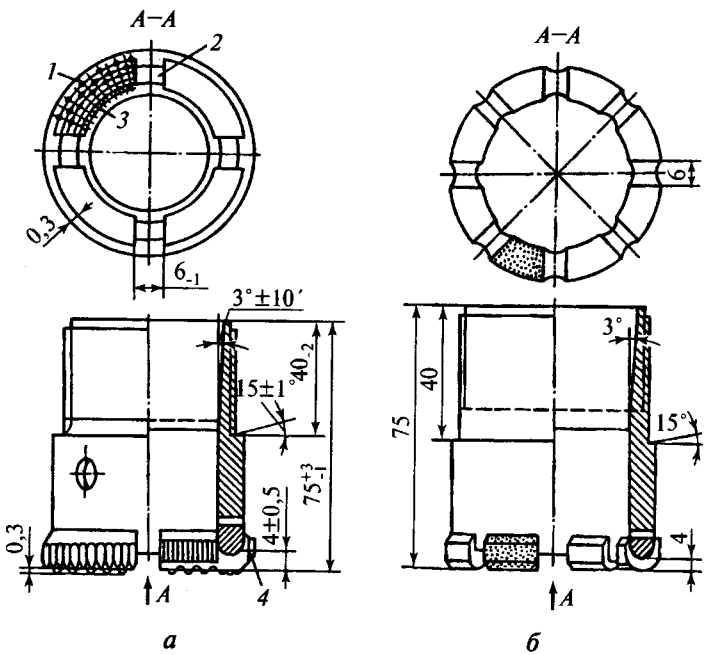


Рис. 3.14. Конструкции однослойных коронок:

а — конструкция коронки 07А3; *б* — конструкция коронок 01А3 и 01А4: *1* — объемные алмазы; *2* — промывочный канал; *3, 4* — внутренний и наружный подрезные алмазы

Таблица 3.14. **Технические характеристики коронок без заданного выпуска алмазов**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт. кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
01А3	36	22	30—20	20—12	3,5—6,5
01А4	46	31	50—30	30—20	4,5—7,5
01А3СВ	59	42	60—40	50—30	5,5—10
01А4СВ	76	58			10—16
01А30СВ	93	73			12—18
01А40СВ	112	92			14—20
АКС	46	33	50—30	50—30	3,5—5,5
	59	46	60—40		5—6,5
	76	61			8,5—10
01А3Г	59	42	120—90	60—40	4,5—6,5
01А4Г	76	58			5,5—7,5
14А3	59	38	20—12	20—12	5,9—93
	93	54	30—20	30—20	9,6—14,4
	93	69	60—40	50—30	9,8—19,6

заданного выпуска приведены в табл. 3.14, а конструкция коронок 01А3 и 01А4 — на рис. 3.14, *б*.

Коронки для двойных колонковых труб (табл. 3.15) имеют удлиненный корпус с внутренней резьбой и более утолщенную матрицу. Форма торца матрицы в виде полукупола, твердость нормальная 20—25 HRC. Коронки оснащены алмазами XXXV группы подгруппы «а»

Таблица 3.15. **Технические характеристики коронок для двойных колонковых труб**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт. кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
КУТ	46	31	30—20	30—20	7,5
КУВТ	59	42	50—30	50—30	10
18А3	76	58	60—40	60—40	14
КУТИ	46	31	400—120	50—30	7
19А3Г	59	42			11
	76	58			18
10А3	59	38	30—20	30—20	10
	76	52			13,5
11И3	59	38	400—120	50—30	12,5
	76	52			18,5
КДТО	59	34,5	30—20	30—20	10
	76	46			15
	93	66			22
КДТО	59	34,5	400—150	50—30	11,5
ДЭИ	76	47	400—150	50—30	20
	93	56			20
ДЭА	76	47	30—20	30—20	20
	93	59			20

подрезными алмазами XXXIV группы подгруппы «б». Для армирования коронок используют природные и синтетические алмазы.

Алмазные коронки типа КУТ, КУТВ, 18А3, КУТИ и 19ИЗГ применяют с двойными колонковыми трубами. Коронки 10А3, 11И3 используют в трубах типа ТДН-2, с трубами ТДН-0 — коронки КДТО. Для комплектации эжекторных снарядов выпускают коронки ДЭИ и ДЭА.

Импрегнированные коронки предназначены для бурения весьма абразивных и трещиноватых пород IX—XII категорий буримости. К ним относят стандартные коронки 02И3, 02И4, 03И5, И4ДП,КИТ, ИКС, БС-03, БС-04. Все импрегнированные коронки изготовляют методом холодного прессования в металлических или графитовых пресс-формах с последующей пропиткой цветным металлом и лишь коронку 03И5 — способом горячего прессования.

Для армирования коронок в качестве объемных алмазов используют алмазы XV группы, подгруппы «в» или XXXV группы подгруппы «а» зернистостью 600—120 шт./кар. Для подрезных алмазов используются кристаллы XV группы подгруппы «а» или XXXV группы подгруппы «б», зернистостью 90—30 шт./кар. Также применяют порошки синтетических алмазов АРС-3, АРС-4 и монокристаллические алмазы АС-50, АС-65, АС-80. Технические характеристики импрегнированных коронок приведены в табл. 3.16.

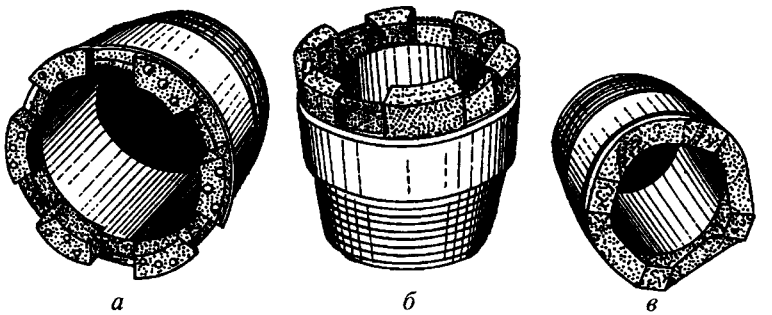
Таблица 3.16. **Технические характеристики импрегнированных коронок**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт. кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
02И3	36	22	400—120	50—30	5,3
02И3	46	31	400—120	60—40	7,5
02И3Г	59	42	400—120	60—40	12
02И4Г	76	58	400—120	60—40	16
	93	73			20
И4ДП	59	42	400—120	20—12	12
	76	58		30—20	16
КИТ	59	45	400—120	50—30	10
	46	33		60—40	7
БС-03	46	31	800—400	Твесал	9,3
	59	42			14,5
					18
БС-04	59	42	800—400	Твесал	15
	76	58			21

Коронки, армированные синтетическими поликристаллическими алмазами высокой износостойкости типов АРС-3 и АРК-4, предназначены для бурения скважин при разведке на твердые полезные ископаемые: уголь, полиметаллические и железные руды, горно-химическое сырье, а также для бурения структурных, гидрогеологических и специальных скважин. Развитая промывочная система коронок позволяет

вести бурение с промывкой как водой, так и вязко-пластичными промывочными жидкостями. Конструкция подрезной части коронок обеспечивает надежную калибровку стенок скважин и исключает необходимость разбуривания или применения расширителей.

Коронки типа 01КС (рис. 3.15, *а*) предназначены для бурения малоабразивных монолитных и слаботрещиноватых перемежающихся (в пределах средней твердости) горных пород. В качестве объемных используют поликристаллические алмазы СВСП, а в качестве подрезных — АРС-3. Коронки типа 02КС и КСК-03 (рис. 3.15, *б*, *в*) предназначены для бурения абразивных монолитных и трещиноватых перемежающихся (в пределах средней твердости и абразивности) горных пород. Объемные и подрезные алмазы в коронках типа 02КС представлены АРС-3. У коронок типа КСК-03 объемный и подрезной слои армируются алмазами АРК-4.



а *б* *в*

Рис. 3.15. Общий вид коронок 01КС-93С (*а*), 02КС-76С (*б*) и КСК03-59 (*в*)

Алмазные долота применяют для бескернового бурения, а также как вспомогательный инструмент при направленном и многозабойном бурении. Разработаны алмазные долота шести типов (табл. 3.17). Все они имеют вогнутую форму торца с центральным промывочным отверстием для промывки. Долота изготовляются с матрицей твердостью 20—25 HRC.

Таблица 3.17. **Технические характеристики алмазных долот**

Тип долота	Наружный диаметр, мм	Зернистость алмазов, шт./кар		Масса алмазов, кар
08А3	46	30—20	—	10,4—12,2
08И3	46	150—120	30—20	17—20
09А3	59	30—20	—	14—26
АДМ-22	59	50—30	—	11—13
ИДН-12	59	150—120	50—30	18
АДН-08	76	50—30	30—20	25—30

Однослойные долота 08А3, 09А3, АДН-08 и АДН-22 предназначены для бурения плотных, монолитных горных пород VII—IX категорий по буримости. Промывочная система в этих долотах представлена центральным отверстием с отходящими от него радиальными каналами. Подрезные алмазы расположены в боковых ребрах, объемные алмазы имеют заданный выпуск до 20 % диаметра зерна.

Для армирования долот применяют алмазы XV группы подгруппы «а», а также алмазы XXXV группы подгруппы «а» зернистостью 30—20 шт./кар. Конструкция долот показана на рис. 3.16.

Импрегнированные долота 08И3, ИДН-12 имеют конструкцию, аналогичную конструкции однослойных долот, и отличаются только зернистостью объемных алмазов. Для армирования долот применяют алмазы XV группы подгруппы «в» зернистостью 150—120 шт./кар. Допускается армирование алмазами XXXV группы подгруппы «а».

Алмазные расширители (рис. 3.17) предназначены для калибрования ствола скважины, что предотвращает преждевременный износ коронок по наружному диаметру в процессе бурения. Одновременно

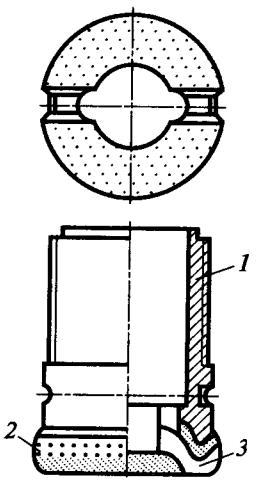


Рис. 3.16. Конструкция алмазного долота:
1 — корпус; *2* — матрица; *3* — промывочные каналы

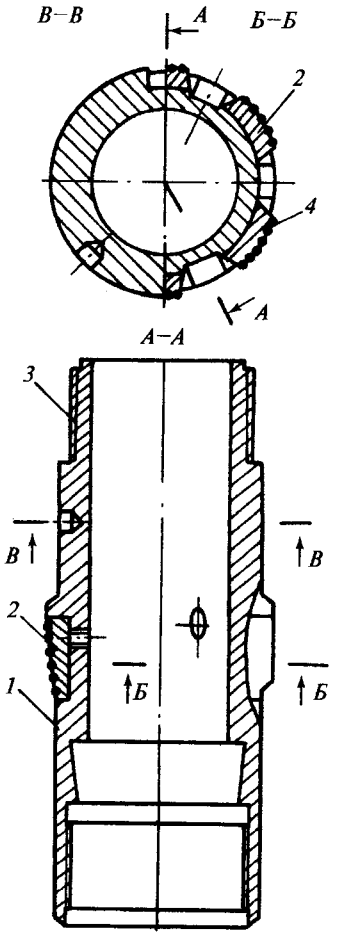


Рис. 3.17. Алмазный расширитель:
1 — корпус; *2* — алмазосодержащий сектор; *3* — резьбовое соединение; *4* — алмазы

расширитель стабилизирует положение нижней части бурильных и колонковой труб. При этом значительно снижаются вибрации и уменьшается искривление скважины.

При бурении с одинарными, двойными колонковыми трубами и снарядами ССК применяют алмазные расширители, имеющие свои конструктивные особенности. Алмазный расширитель представляет собой стальной полый цилиндр, на наружной поверхности которого имеются пазы с впаянными в них металлокерамическими штабиками (секторами) твердостью 20—30 HRC. Рабочая поверхность штабиков армирована алмазами *4* с выпуском 0,35—0,45 мм. Расширитель имеет с двух сторон резьбовые части для соединения *3* с алмазной коронкой и колонковой трубой. В зависимости от назначения расширителя резьба может быть наружной и внутренней. Расширители армируют алмазами группы XXXIV подгруппы «б» зернистостью 30—20 шт./кар.

Для бурения с одинарными колонковыми трубами применяют алмазные расширители типа РСА (расширитель алмазный секторный см. рис. 3.17), имеющие внутреннюю резьбу для соединения с коронкой. Кернорвательное кольцо размещают внутри корпуса *1* расширителя в конусной заточке. По наружному диаметру за алмазосодержащими секторами *2* имеется углубление под ключ. Длина каждого алмазного сектора — 21 мм, ширина — 17 мм. Передняя набегающая часть сектора выполнена с конусным заходом под углом 8°. Расширители РСА применяют в горных породах VIII—X категорий по буримости.

Алмазные расширители для двойных колонковых труб и ССК различаются внутренней расточкой, общей длиной и резьбовыми соединениями. Для двойных колонковых труб типа УТ, ТДН-2 и ТДН-0 выпускают расширители РТДН, РДТО и РУТ. Для снарядов ССК и КССК — расширители РСА-1,РАСК, Р-0,3 и РЦК. Областью применения расширителей для двойных колонковых труб, ССК и КССК — горные породы VIII—X категорий по буримости. Технические характеристики расширителей приведены в табл. 3.18.

Алмазные калибраторы применяют в составе специальных компоновок для проработки интервалов искусственного искривления скважин, что обеспечивает наиболее эффективное их использование и снижает расход алмазов. Алмазный калибратор состоит из цельнометаллического корпуса *7*, на который надеты три съемных стальных цилиндрических кольца *3*, *4* и *5* (рис. 3.18).

На наружной поверхности колец имеются пазы с впаянными алмазосодержащими металлокерамическими штабиками *6* (секторами) подобно стандартным алмазным расширителям. На верхнем конце колец имеется выступ, на нижнем — аналогичный паз для взаим-

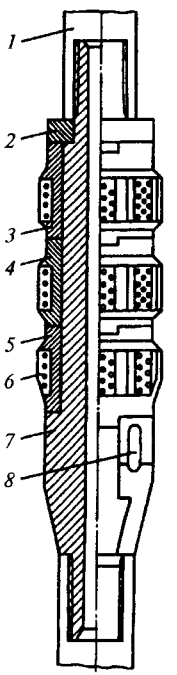


Рис. 3.18. Алмазный калибратор

Таблица 3.18. **Технические характеристики алмазных расширителей**

Тип расширителя	Диаметр, мм	Масса алмазов, кар	Тип колонкового набора
РСА-46	46	5,1—7,6	Одинарный
РСА-59	59	7,6—11,4	—
РСА-76	76	11,1—15,2	—
РСА-93	93	12,7—19	—
РТДН	76	5,1—7,6	ТДН-2
РДТО-59	59	7,6—11,4	ТДН-2/0
РТДО-76	76	10,1—15,2	—
РТДО-93	93	12,7—10	—
РУТ-46	46	5,1—7,0	ТДН-УТ
РУТ-59	59	7,6—11,4	—
РУТ-76	76	10,1—15,2	—
РСА-1	59	7,6—11,4	ССК-59
РСАК	76	10,1—15,2	ССК-76
Р-03	46	5,1—7,6	ССК-46
РЦК	76	10,1—15,2	КССК-76

ного их смыкания. На корпусе также находится паз *7* для соединения с выступом верхнего кольца *5*, нижнее кольцо удерживается шайбой *2*, подпираемой навинченной бурильной трубой *1*. В алмазосодержащих штабиках калибраторов используют природные алмазы XXXIV или XXXVI группы.

Для комплексов со съемными керноприемниками выпускают четыре вида алмазных коронок, в каждом из которых предусмотрено несколько типоразмеров, предназначенных для бурения в определенных геологических условиях (табл. 3.19).

Таблица 3.19. **Технические характеристики алмазных коронок для ССК**

Тип коронки	Конструктивные признаки коронки	Число секторов (зубьев, резцов)	Размеры алмазов, шт./кар			Масса алмазов, кар
			объемных		подрезных	
			пилот	ступени (конус)		
1	2	3	4	5	6	7
Для ССК-46						
К-90	Трехступенчатая однослойная	4	30—20	30—20	30—20	5,7—8,6
К90-1	Четырехступенчатая однослойная	4	50—30	50—30	30—20	4,6—7,4
К-90-2	Пятиступенчатая однослойная	4	60—40	60—40	50—30	4,5—6,9
Для ССК-59						
К-01	Трехступенчатая однослойная	4	30—20	30—20	30—20	9,1—13,6
К-01-1	Четырехступенчатая однослойная	4	50—30	50—30	30—20	6,9—11,4

1	2	3	4	5	6	7
Для ССК-59						
К-01-2	Пятиступенчатая однослойная	4	60—40 или 12—8	60—40	50—30	5,8—9,0
К-02	Зубчатая с импрегнированным слоем	16	400—150	—	20—12	12,0—18,4
К-08	Комбинированная четырехступенчатая	4	400—150	60—30	60—30	16,0—19,0
Для ССК-76						
КАСК-4С	Четырехступенчатая однослойная	8	30—20	30—20	30—20	14,1—21,2
КАСК-К	Конусная однослойная	8	30—20	30—20	30—20	14,4—21,6
КАСК-3	Зубчатая с импрегнированным слоем	20	20—12 или 12—8 и 400—150	—	20—12	16,0—22,9
КАСК-Р	Резцовая	40	5—2	—	20—12	9,2—20,7
Для КССК-76						
17А4	Пятиступенчатая	6	30—20	30—20	30—20	15,1—22,6
К-16	Четырехступенчатая	6	50—30	50—30	30—20	18,0—20,0
К-30	Ступенчато-зубчатая	12	30—20	20—12	20—12	9,0—10,0

Примечание. Твердость HRC матрицы коронок от 20—30 до 30—35.

Алмазные коронки для бурения комплексом ССК (рис. 3.19) имеют утолщенную матрицу и удлиненный корпус с внутренней резьбой. Коронки выпускают со ступенчатой формой матрицы (см. рис. 3.19, *а*) и зубчатой (см. рис. 3.19, *б*). Первый тип коронок имеет матрицу твердостью 25—35 HRC. Ступенчатая матрица создает несколько плоскостей обнажения и облегчает разрушение породы. Объемные алмазы имеют выпуск около 30 % линейного размера кристаллов. Зернистость алмазов — 60—20 шт./кар. Расположение алмазов однослойное и импрегнированное. Коронки предназначены для бурения горных пород VII—X категорий по буримости.

Алмазные коронки для бурения комплексом КССК-76 (см. рис. 3.19, *в*) предназначены для бурения твердых пород различной трещиноватости и абразивности горных пород VI—IX и частично X категорий по буримости. Они имеют утолщенную матрицу ступенчатой формы.

Коронки К-90, К-90-1, К-90-2 для ССК-46 различаются конструкцией матричной части и применяемыми алмазами и предназначены для бурения как плотных, так и трещиноватых горных пород VII—X категорий по буримости. Пилотная часть коронки армированы алмазами высокого качества подгруппы XVa, ступени — алмазами подгрупп XVa и XXXVб, в качестве подрезных применяют алмазы подгруппы XXXIVб.

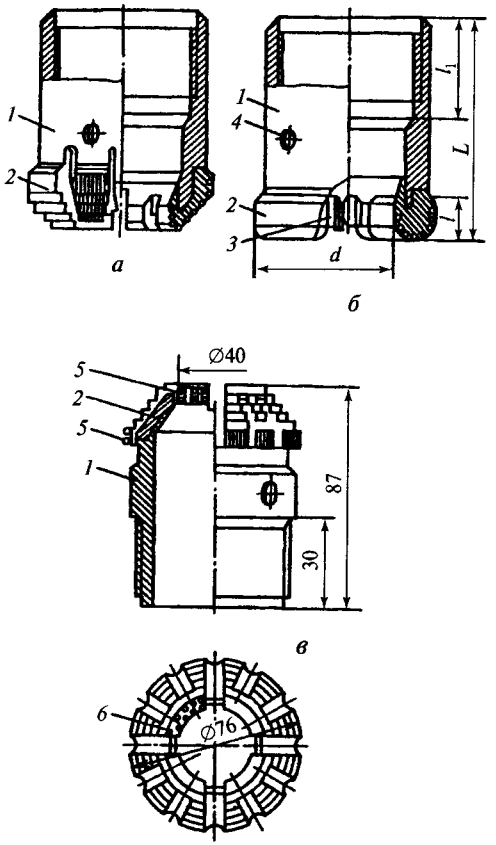


Рис. 3.19. Конструкция коронок для снарядов со съемным керноприемником:
а, б — ступенчатые и зубчатые формы матриц для ССК; *в* — ступенчатые для КССК: *1* — корпус; *2* — матрица; *3* — промывочный клапан; *4* — отверстие под ключ; *5* — подрезные алмазы; *6* — объемные алмазы

Коронки К-01, К-01-1, К-01-2, К-02 и К-08 используют для бурения с комплексом ССК-59. Коронки К-01, К-01-1, К-01-2 являются трех-, четырех- и пятиступенчатыми соответственно. Передняя часть матрицы обеспечивает получение вруба на забое своей пилотной частью и армируется наиболее прочными алмазами, чаще всего группы XVa 1-го и 2-го качества ступени. В качестве подрезных применяют алмазы группы XXXIVб.

Коронки К-02 являются комбинированными зубчатыми. Зубья армируют по контуру алмазами, между которыми размещают импрегнированный слой с мелкими алмазами. Коронки К-08 —это комбинированные ступенчатые. Переднюю часть (пилот) армируют мелкими алмазами — импрегнированный слой. Алмазный инструмент для ССК-59

выпускают в соответствии с ТУ 2-037-278-80. Технические характеристики коронок приведены в табл. 3.19.

Условия применения коронок:

К-01 — плотные слабо- и среднетрещиноватые горные породы преимущественно VIII категории по буримости;

К-01-1 — плотные породы преимущественно IX категории по буримости;

К-01-2 — среднетрещиноватые горные породы преимущественно IX категории по буримости;

К-02 — горные породы преимущественно VII категории по буримости;

К-08 — плотные и среднетрещиноватые горные породы IX—X категорий по буримости.

В последнее время конструкции алмазного породоразрушающего инструмента различных производителей стали различают по технологии изготовления, составу матриц, виду и качеству алмазов. Так, в Тульском НИГП разработали и выпускают по временным техническим условиям алмазный инструмент с повышенными эксплуатационными параметрами, характеристики которого приведены в табл. 3.20.

Таблица 3.20. **Характеристики коронок, армированных синтетическими высокопрочными алмазами**

Тип коронки	Масса алмазов, кар	Твердость матрицы, HRC	Характеристика горных пород	Категория пород, $\rho_м$
02И3-46СВМ 02И3-59СВМ 2И3-76СВМ КГ-59-3СВМ К-75-3СВМ *	8,2—9,3 11,8—17,2 15,9—21,25 18,5—36,4 25,1—42,7	25—30	Малоабразивные, твердые, плотные со структурой от тонкозернистых до скрытокристаллических	IX—X/22,8—51,2
02И4-46СВМ 02И4-59СВМ 02И4-76СВМ КГ-59-4СВМ К-75-4СВМ	8,2—9,3 11,8—17,2 15,9—21,25 18,5—36,4 25,1—42,7	30—40	Абразивные, очень твердые, от плотных до трещиноватых, мелко- и среднезернистые	X—XII/34,2—115

* Коронка диаметром 75 мм для ССК фирмы Лонгир, армированная алмазами серии SDA и SDB

Как показали результаты бурения этими коронками и аналогичным инструментом компаний «Лонгир» и «Атлас-Копко», по износостойкости они не уступают зарубежным, а по расходу алмазов на метр бурения они значительно дешевле.

Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ НАН Украины, г. Киев) разработаны и выпущены промышленные партии коронок ССК-БСБ, оснащенных синтетическими алмазами и композиционным сплавом твесал. В объемном слое коронок использованы синтетические алмазы АСС 250/200 и режущие вставки из твесала, выполненные в виде секторов кольцевого цилиндра, расположенных в вер-

шинах клиньев. В подрезном слое по наружной и внутренней поверхностям использованы цилиндрические вставки твесала (диаметром 5 и высотой 3 мм).

Регулирование величины выпуска алмазов из матрицы — важнейший конструктивный элемент породоразрушающего инструмента. Рациональная величина его зависит от твердости, абразивности и трещиноватости буримых горных пород. Величина выпуска алмазов обеспечивает необходимый межконтактный зазор между матрицей инструмента и горной породой. При равномерном износе алмазов и матрицы межконтактный зазор сохраняется. В реальном процессе бурения достигнуть этого очень сложно, а часто и невозможно. Тогда коронку приходится как бы затачивать увеличением количества шлама на забое или с помощью наждачного круга на поверхности, что ведет к значительной потере ее ресурса.

Наиболее эффективным является периодическое оперативное получение заданного выпуска алмазов электрохимическим способом. При этом предполагается, что рациональный уровень износа алмазов в коронках еще не исчерпан. В случаях, когда естественное состояние коронок обеспечивает в процессе отработки рациональную механическую скорость бурения и износ матрицы, заточка не нужна.

Необходимый выпуск алмазов определяют по формуле

$$h = 0{,}33 K_{\Phi} K_{\text{т}} d_{\text{а}}, \qquad (3.5)$$

где K_{Φ} и $K_{\text{т}}$ — коэффициенты, зависящие соответственно от формы алмазных зерен и трещиноватости пород (при округлой форме алмазов $K_{\Phi} = 1$, с небольшим искажением формы $K_{\Phi} = 0{,}75$, с искаженной формой $K_{\Phi} = 0{,}5$; при удельной кусковатости пород $K_{\text{у}} = 1—10$, 11—30 и >30, $K_{\text{т}}$ соответственно равны 1,0; 0,75 и 0,5); $d_{\text{а}}$ — средний условный диаметр зерна.

При этом предполагается, что зернистость применяемых в коронках алмазов выбрана в соответствии с физико-механическими свойствами пород.

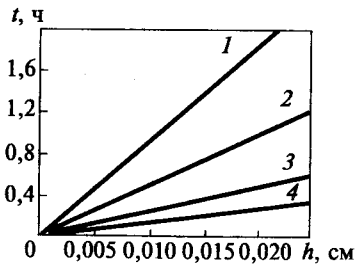


Рис. 3.20. Номограмма определения силы тока *I* и времени заточки *t* по заданному выпуску алмазов *h* для коронок типа 02И3150К40-59 (12, 24 кар)

Кроме того, необходимо иметь таблицу коэффициентов для каждого типа коронок, отрабатываемых на объекте. При использовании электрохимической заточки целесообразно иметь номограмму определения *I* и *t* в зависимости от *h* для каждого типоразмера алмазной коронки (рис. 3.20).

При использовании выпрямителя с регулируемым напряжением сила тока рассчитывается исходя из необходимого времени заточки. При работе с выпрямителем с нерегулируемым напряжением время заточки рассчитывают из получаемой силы тока. Плотность тока меняется в пределах 0,1—1,0 А/см^2, что способствует получению высокой точности заточки, особенно при заточке коронок с алмазами мелких фракций, когда удобно применять низкие значения плотности тока. Высокие значения плотности тока ведут к ускорению этого процесса и могут быть рекомендованы при заточке коронок с крупными алмазами.

Взяв определенные величины выпуска алмазов *h* и силу тока *I* по номограмме (см. рис. 3.20), находят время, необходимое для заточки коронки; *1—4* — сила тока.

Полевая портативная установка (рис. 3.21) предназначена для заточки алмазных коронок в полевых условиях (непосредственно на буровой или на участках буровых работ). В ее состав входит портативное устройство для электрохимической заточки алмазных коронок (рис. 3.22).

Для измерения выпуска объемных алмазов используют специальное устройство (рис. 3.23).

При отработке коронок с использованием электрохимической заточки критерии снятия их с эксплуатации остаются обычными, принятыми для алмазного породоразрушающего инструмента.

Требования по рациональной отработке алмазных коронок с применением электрохимической заточки следующие:

1. Первоначальное обнажение алмазов рекомендуется для всех типов импрегнированных и однослойных коронок, не имеющих первоначального выпуска (01А3, 01А4, 14А3, 02И3 ,02И4 и др.) и армированных как природными, так и синтетическими алмазами.

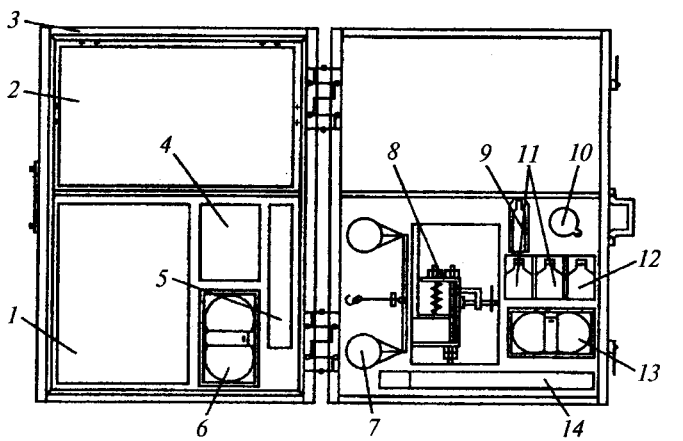


Рис. 3.21. Полевая портативная установка ППУ-1:

1 — сушильный шкаф ПЛЛ-9УТ; *2* — портативное устройство электрохимической заточки алмазных коронок; *3* — футляр; *4* — разновесы; *5* — микрометр типа МВМ (ГОСТ 4380—63); *6* — электролит (NaCl); *7* — весы типа ВР-100 (ГОСТ 359—54); *8* — держатель коронок; *9* — механическая щетка; *10* — лупа; *11, 12, 13* — емкости для растворителя при обезжиривании коронок (*11*), полиакриламида (*12*), шлама (*13*); *14* — термометр

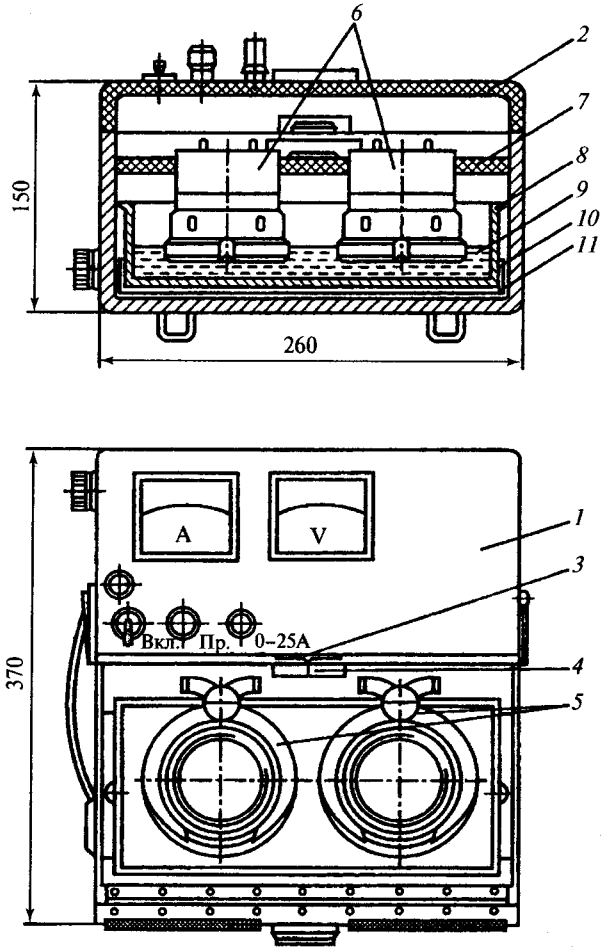


Рис. 3.22. Портативное устройство для электрохимической заточки алмазных коронок:
1 — корпус из дюралюминия; *2* — крышка из оргстекла; *3* — концевой выключатель; *4* — шина «+»; *5* — держатель коронок; *6* — алмазные коронки; *7* — диэлектрическая крышка ванны; *8* — ванна; *9* — электролит; *10* — шина; *11* — изолирующие прокладки

2. Коронки, имеющие заданный выпуск алмазов при изготовлении (04А3, 05А3, 07А3, А4ДП и др.), первоначальной заточке не подлежат.

3. Коронки к снарядам со съемными керноприемниками, имеющие заданный выпуск при изготовлении и содержащие алмазы XV группы с рациональным износом алмазов не более 25 %, затачивать в процессе отработки не рекомендуется.

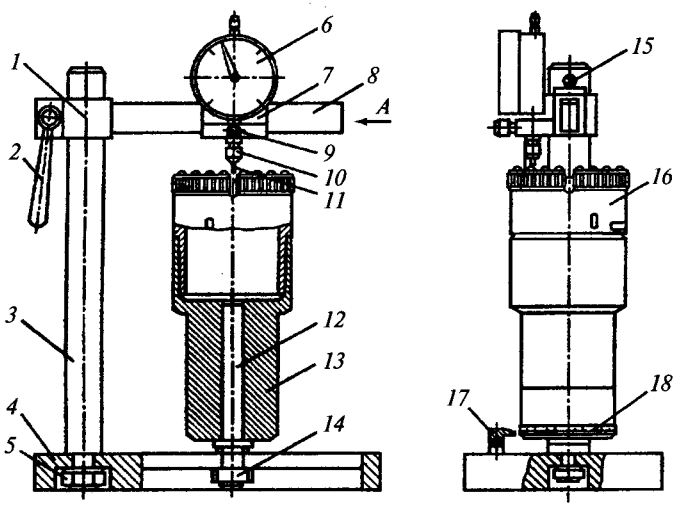


Рис. 3.23. Устройство для измерения выпуска объемных алмазов:
1 — зажим; *2* — рукоятка зажима; *3* — стойка; *4* — основание устройства; *5* — зажимная гайка; *6* — индикаторная головка; *7* — движок; *8* — планка; *9* — стопор иглы; *10* — держатель иглы; *11* — игла; *12* — палец; *13* — переходник для алмазной коронки; *14* — зажимная гайка пальца; *15* — стопор головки; *16* — алмазная коронка; *17* — указатель; *18* — лимб

4. Однослойные коронки без заданного выпуска алмазов, армированные как природными, так и синтетическими алмазами, рекомендуется первоначально затачивать и, по мере необходимости, можно проводить вторичную заточку в процессе отработки при условии

$$h_{\text{п}} + h_{\text{в}} \le H, \tag{3.6}$$

где $h_{\text{п}}$ и $h_{\text{в}}$ — величины снимаемого слоя матрицы при первичной и вторичной заточке; H — предельное значение износа матрицы по высоте (по линейным размерам), установленное нормативными документами.

5. Импрегнированные коронки, армированные как природными, так и синтетическими алмазами, должны отрабатываться до полного износа алмазосодержащей части матрицы и в процессе отработки, по мере необходимости, могут подвергаться нескольким заточкам. Количество заточек при зашлифовании может определяться из выражения

$$n = \frac{H - \sum_{i=1}^{n} \Delta H_i}{h_{\text{р}}}, \tag{3.7}$$

где H — высота алмазосодержащей матрицы; ΔH — суммарный износ матрицы при бурении в течение K рейсов; $h_{\text{р}}$ — величина съема металла матрицы для получения рационального выпуска алмазов.

Так как в коронках, армированных синтетическими алмазами, износ алмазосодержащего слоя должен быть не более 60 %, то количество заточек может быть найдено из выражения

$$K = \frac{0{,}6H - \sum^{n} \Delta H_i}{h_p}. \qquad (3.8)$$

6. При отработке комбинированных коронок к снарядам со съемными керноприемниками типа К-08 количество заточек импрегнированного пилота матрицы можно определить по формуле (3.7) при условии износа алмазов на ступенях матрицы не более 60 %. Заточке подлежит только импрегнированный пилот матрицы, алмазы на ступенях матрицы не обнажаются.

Обнажать алмазы на оптимальную величину рекомендуется только торцовой части алмазосодержащей матрицы. Как показывает практика, большое количество алмазных коронок выбраковывается из-за чрезмерного износа их подрезных элементов, поэтому обнажение подрезных алмазов по наружному и особенно по внутреннему диаметрам коронки не рекомендуется. В случае необходимости по разработанной технологии можно проводить обнажение как внешних, так и внутренних подрезных алмазов.

Практика работ по технологии бурения коронками с заданным выпуском алмазов позволяет рекомендовать следующую методику отработки алмазного породоразрушающего инструмента.

1. Новый алмазный породоразрушающий инструмент проходит первичную заточку на базе геологоразведочной организации. Величина заданного выпуска алмазов подбирается из условия рациональной отработки затачиваемых коронок и физико-механических свойств пород, где они будут отрабатываться.

2. При бурении коронки отрабатываются по предложенной рациональной технологии и при необходимости периодически затачиваются буровым мастером или технологом на портативной установке.

3. Все отработанные коронки возвращают на базу организации, где производят учет, обработку материалов эксплуатации и сдачу отработанного инструмента на рекуперацию.

Рациональные технологические параметры режима бурения включают частоту вращения коронки, осевую нагрузку на нее, количество и качество промывочной жидкости или другого очистного агента.

Частота вращения коронки оказывает наибольшее влияние на механическую скорость бурения. При бурении пород средней твердости и твердых она увеличивается пропорционально увеличению этого параметра. Поэтому алмазное бурение целесообразно вести по возможности при высокой частоте вращения инструмента, допускаемого его техническим состоянием и характером разбуриваемых пород. Рациональной частотой вращения коронки будет такая, максимум которой позволит мощность буровой установки и прочность бурильной колонны

обеспечить требуемое качество керна и минимальный удельный расход алмазов (кар/м). Окружная скорость алмазной коронки рекомендуется: для импрегнированных $v_o = 2—3{,}5$ м/с, для однослойных $v_o = 1—3$ м/с. Верхний предел берется для коронок меньшего диаметра, а нижний — для коронок больших диаметров и при бурении трещиноватых пород.

Расчет частоты вращения n производят по формуле

$$n = \frac{60 v_o}{\pi D}, \qquad (3.9)$$

где v_o — окружная скорость коронки, м/с; D — средний диаметр коронки, м.

$$D = \frac{D_1 + D_2}{2}, \qquad (3.10)$$

где D_1 — наружный диаметр коронки, м; D_2 — внутренний диаметр коронки, м.

Рекомендуемые значения окружной скорости необходимо выбирать по табл. 3.21.

Таблица 3.21. **Рекомендуемые значения окружной скорости вращения алмазных коронок**

Тип коронки	Характеристика горных пород	Категории горных пород по буримости	Окружная скорость коронки, м/с
Однослойная	Монолитные плотные	VI—VIII	1,4—2,5
		IX—X	0,8—2,0
	Трещиноватые	VI—VIII	0,8—1,6
	Абразивные	IX—X	0,6—1,0
Импрегнированная	Монолитные плотные	IX—X	2,5—3,5
		XI—XII	2,0—3,0
	Трещиноватые абразивные	XI—XII	1,6—2,2

Частота вращения в процессе бурения определяет износ алмазной коронки, который имеет ясно выраженный усталостно-объемный характер, в отличие от преимущественно объемного при разрушении горной породы. Износ коронки обусловлен действием последовательных ударов по ней шламовых частиц и ударов самой коронки о неровности забоя буримой скважины. При этом имеет место накопление поглощенной энергии ударов — появление трещин и микротрещин, в результате чего под действием очередного удара может произойти отделение от матрицы или алмазного резца некоторых микрочастиц. Накопление разрушения, т. е. увеличение зоны неполного износа матрицы и алмазов, приводит к падению сопротивляемости коронки разрушению в местах нанесения ударов и уменьшается с ростом числа ударов удельного усилия разрушения. В процессе бурения зерна по-

роды забоя и частицы выбуренного шлама ударяются о движущуюся коронку, следовательно, число ударов в единицу времени изменяется пропорционально частоте вращения.

Эффективность разрушения горной породы при алмазном бурении может иметь наибольшее значение, если скорость перемещений алмазных зерен по забою не превышает скорости развития разрушающей деформации в породе. Превышение критического значения частоты вращения вызывает падение механической скорости бурения с момента, когда алмазы начинают «скользить» по частично разрушенной породе, не успевая полностью дезинтегрировать ее и углубиться в забой на заданную глубину. При этом часть энергии, которая могла бы расходоваться на разрушение породы, затрачивается на трение скольжения по поверхности забоя, выделяясь в виде тепла, которое вызывает в призабойной зоне физико-химические процессы, способствующие развитию необратимых деформаций матрицы и алмазов: заполирование режущих граней алмазов, размягчение и аномальный абразивный износ материала матрицы.

Таким образом, при достижении критического значения вращения при постоянном значении осевой нагрузки начинается интенсивный процесс микроизноса (чаще всего заполирования) торца алмазной коронки. Для предотвращения начинающегося микроизноса, фиксируемого по падению механической скорости бурения, следует увеличить осевую нагрузку на коронку, а затем при начале зашламования, что отмечается повышением давления на манометре бурового насоса, увеличить частоту вращения снаряда.

Предельное значение частоты вращения бурового снаряда при алмазном бурении определяют исходя из величин предельно допустимой забойной мощности и осевой нагрузки на алмазную коронку определенного типоразмера:

$$n_{пр} = \frac{5 \cdot 10^4 N_{пр}}{D_{ср} P}, \qquad (3.11)$$

где $n_{пр}$ — предельное значение частоты вращения с учетом действия температурного фактора, мин$^{-1}$; $N_{пр}$ — предельно допустимая забойная мощность, кВт; $D_{ср}$ — средний диаметр коронки, м; P — осевая нагрузка, Н.

Для обеспечения оптимальной проходки на коронку и приемлемой величины механической скорости алмазного бурения соотношение P/n должно удовлетворять условию:

$$\frac{P}{n} = (2{,}54 \div 3{,}40) \cdot 10^2 D_к, \qquad (3.12)$$

где $D_к$ — номинальный диаметр коронки определенного типоразмера, м.

При этом текущее значение частоты вращения бурового снаряда должно удовлетворять и другому условию: $n \le n_{пр}$.

Рекомендуемые значения частот вращения для серийных коронок некоторых основных типов приведены в табл. 3.22, где нижние значения частот соответствуют зависимости (3.12), а верхние являются предельно возможными с точки зрения учета действия температурного фактора согласно выражению (3.11) для приведенных значений расхода очистного агента (воды).

Таблица 3.22. **Частоты вращения снаряда при бурении некоторыми серийными коронками в породах различной буримости**

Твердость пород $\rho_ш$, МПа (категории по буримости)	Зернистость объемных алмазов, шт./кар	$N_{пр}$, кВт	n, мин$^{-1}$	$N_{пр}$, кВт	n, мин$^{-1}$	$N_{пр}$, кВт	N, мин$^{-1}$
		При расходе воды (очистного агента), л/мин					
		30		50		70	
2250 (VI—VII)	20—10	25,7 / 23,6	600—1400 / 500—1100	32,6 / 26,5	600—1800 / 500—1250	38,8 / 31,0	600—2100 / 500—1450
4000 (VII—IX)	30—20	15,6 / 18,6	450—1100 / 400—1050	19,5 / 20,9	450—1300 / 400—1150	22,6 / 24,2	450—1600 / 400—1350
	50—40	11,5 / 13,3	300—1400 / 200—1250	14,2 / 14,8	300—1700 / 200—1400	16,4 / 17,1	300—200 / 200—1600
5000 (IX—XI)	150—120	6,6 / 8,4	700—800 / 600—700	8,1 / 9,3	700—850 / 600—750	9,3 / 10,7	700—900 / 600—800
	400—150	10,8 / 3,6	500—600 / 450—550	13,3 / 15,2	500—650 / 450—600	15,3 / 17,4	500—700 / 450—650
7000 (XI—XII)	400—150	10,8 / 13,6	500—600 / 450—550	13,3 / 15,2	500—650 / 450—600	15,3 / 17,4	500—700 / 450—650
	800—400	26,7 / 37,3	1000—1300 / 1000—1200	32,9 / 41,5	1000—1500 / 1000—1350	37,0 / 47,8	1000—1800 / 1000—1600
	1200—800	39,1 / 4,6	1100—1600 / 1000—1500	48,2 / 60,8	1100—1900 / 1000—1700	5,5 / 70,0	1100—2200 / 1000—1900

Примечания: 1. В числителе — значения для коронок диаметром 59 мм, в знаменателе — 76 мм. 2. При бурении по трещиноватым и дробленым породам частоты вращения, приведенные в табл. 3.22, следует уменьшать на 25—30 %.

Расчетные значения частоты вращения определяют по формуле (3.9), сравнивают с рекомендациями с учетом зернистости объемных алмазов и рационального расхода очистного агента по формуле (3.11) с приведенными в табл. 3.22. В случае, если найденная частота вращения по формуле (3.9) превышает рекомендуемую, то ее значение выбирают по табл. 3.22.

Осевая нагрузка оказывает влияние на скорость алмазного бурения в более сложной зависимости. С увеличением осевой нагрузки механическая скорость растет до определенного максимального ее значения, потом наблюдается ее снижение. При больших осевых нагрузках

алмазы сильно внедряются в породу и матрица плотно прижимается к забою. В этом случае зазор между матрицей и породой уменьшается, шлам плохо выносится из-под торца коронки, она слабо охлаждается, и механическая скорость бурения снижается. При малой осевой нагрузке (ниже критической) алмазы внедряются в породу недостаточно для ее объемного разрушения, матрица почти не изнашивается. Происходит поверхностный износ алмазов и их заполирование. Разрушение породы весьма неэффективно, механическая скорость бурения низкая.

Наиболее эффективный способ устранения заполирования — электрохимическое обнажение алмазов. При бурении твердых малообразивных пород предварительное обнажение алмазов этим способом на заданную величину позволяет вести процесс бурения без заполирования их с высокими технико-экономическими показателями. Поскольку при этом происходит и очистка режущей части алмазов, то диапазон буримых пород увеличивается на 1—2 категории по буримости. Осевую нагрузку P определяют по формуле

$$P = P_o S, \qquad (3.13)$$

где P_o — нагрузка на 1 см^2 рабочей площади торца коронки, Н; S — площадь торца алмазосодержащей матрицы, см^2.

Так, значения нагрузки P_o (кН) на 1 см^2 рабочей площади торца коронки зависят от категории горных пород по буримости:

при V—VI — 0,4—0,6; VII—VIII — 0,6—0,8; IX — 0,8—0,9; X—XI — 1—1,2; XII — 1,3—1,5 кН.

При определении осевой нагрузки необходимо учитывать ее снижение за счет сил трения колонны бурильных труб о стенки скважины и напора промывочной жидкости в коронке. По данным забойных датчиков, фактическая осевая нагрузка почти в два раза ниже расчетной, регистрируемой поверхностными контрольными приборами. Бурение новой алмазной коронкой в течение первых 5—10 мин после постановки на забой проводят с малой осевой нагрузкой (200—300 даН) и частотой вращения 150—200 мин$^{-1}$. После приработки коронки к забою параметры режима бурения постепенно доводят до рациональных значений.

При бурении восстающих скважин вследствие уменьшения шламовой прослойки между матрицей и забоем скважины осевую нагрузку целесообразно увеличивать на 20—30 %. При бурении трещиноватых и перемежающихся по твердости пород — уменьшать на 20—50 %.

Расход промывочной жидкости имеет большое влияние на эффективность алмазного бурения. Быстрота и полнота очистки забоя от шлама при алмазном бурении способствует повышению механической скорости бурения. Алмазы в коронке имеют небольшую величину выпуска из матрицы, поэтому даже незначительное скопление шлама на забое снижает глубину их внедрения и приводит к снижению скорости бурения. Однако нерациональное увеличение расхода промывочной жидкости при алмазном бурении ведет к зашлифованию матрицы коронки, вызывает быстрое возрастание потерь напора в скважине вследствие малых зазоров между керном и коронкой, а также коронкой и стенками скважины. Расход промывочной жидкости (л/мин) при бурении алмазными коронками определяют через удельный расход на 1 мм их диаметра (табл. 3.23) по формуле

$$Q = qD, \qquad (3.14)$$

где q — удельный расход промывочной жидкости, л/мин/мм; D — наружный диаметр алмазной коронки, мм.

Таблица 3.23. **Значения удельного расхода промывочной жидкости**

Категория горных пород по буримости	Характеристика абразивности горных пород	Диаметр коронки, мм			
		46	59	76	93
VI—VIII	Малоабразивная	0,3—0,5	0,3—0,5	0,3—0,6	0,5—0,8
IX—XII		0,2—0,4	0,2—0,4	0,3—0,5	0,4—0,5
VI—VIII	Абразивная	0,7—0,9	0,7—0,8	0,5—0,9	0,6—0,9
IX—XII		0,4—0,7	0,4—0,6	0,5—0,6	0,5—0,6

Верхние значения удельного расхода промывочной жидкости следует принимать при форсировании технологии бурения, что ведет к увеличению разрушаемой на забое породы. Вследствие улучшения условий выноса шлама при бурении скважин, близких к горизонтальному направлению, рекомендуемые значения удельного расхода промывочной жидкости уменьшаются в 1,5 раза, а восстающих — в 2—2,5 раза.

Главным фактором, обеспечивающим необходимую степень охлаждения и очистки алмазного инструмента, является скорость движения очистного агента в его каналах. Требуемое ее значение зависит от соотношения геометрических промывочных каналов и расхода. При этом увеличение скорости движения очистного агента в каналах алмазной коронки способствует возрастанию механической скорости бурения.

Повышение скорости движения промывочной жидкости может быть достигнуто двумя путями:

— увеличением расхода очистного агента при неизменном числе и размерах промывочных каналов (обычно 2—6 каналов радиального направления шириной 6 мм в серийных коронках диаметрами соответственно 36—76 мм);

— увеличением числа и сокращением размеров промывочных каналов при неизменном или даже пониженном расходе очистного агента.

Последнее достигается при условии, что суммарная площадь поперечных сечений промывочных каналов в коронке меньше исходной, как у серийных алмазных коронок.

Второй путь является более перспективным, так как подача меньшего количества очистного агента в скважину обусловливает применение менее громоздких и металлоемких буровых насосов. Кроме того, при малых расходах очистного агента, движущегося в призабойной зоне, снижается степень эрозионного воздействия потока со шламом на ко-

ронку и на столбик керна, а большее число промывочных каналов обеспечивает более равномерное охлаждение матрицы коронки и алмазов.

Для оценки влияния изменения геометрии промывочных каналов коронки на расход очистного агента можно воспользоваться методикой, основанной на учете гидравлической мощности потока очистного агента, подводимой к работающему на забое алмазному инструменту.

Согласно этой методике, расход очистного агента определяется с помощью зависимости

$$Q = \frac{33 p_г}{\Delta p_к}, \qquad (3.15)$$

где Q — расход очистного агента, л/мин; $p_г$ — гидравлическая мощность, создаваемая потоком очистного агента, кВт; $\Delta p_к$ — падение давления потока очистного агента в промывочных каналах коронки, обеспечивающее требуемую степень очистки и охлаждения алмазной коронки, МПа; 33 — размерный пересчетный коэффициент.

Для расчетов по формуле (3.15) необходимо, чтобы $\Delta p_к \geq 1$ МПа. Если $\Delta p_к$ окажется меньше этой величины, то следует принимать $\Delta p_к = 1$ МПа.

Величину гидравлической мощности определяют выражением

$$P_г = p_{г.уд} F_к \eta_о, \qquad (3.16)$$

где $p_{г.уд}$ — удельная гидравлическая мощность (по опытным данным, $p_{г.уд} = 0{,}114—0{,}228$, кВт/см^2); $F_к$ — площадь торца коронки (в проекции на плоскость забоя), омываемая потоком очистного агента, см; $\eta_о$ — коэффициент, учитывающий степень обогащения очистного агента шламом и представляющий собой отношение плотности жидкости, обогащенной шламом, к исходной плотности.

Величина $\eta_о$ зависит от твердости, трещиноватости, абразивности буримых пород, и определяют ее опытным путем в каждом конкретном случае, в общем случае $\eta_о = 1{,}01—1{,}10$.

Для обеспечения необходимой степени очистки алмазного инструмента от шлама перепад давления в потоке составит:

$$\Delta p_{к1} = 5{,}32 \cdot 10^{-5} \gamma \upsilon^2 / g, \qquad (3.17)$$

где $\Delta p_{к1}$ — перепад давления, необходимый для очистки алмазной коронки от шлама в процессе бурения, МПа; γ — плотность очистного агента, обогащенного шламом, кг/м^3; υ — скорость движения очистного агента в каналах коронки, м/с; g — ускорение свободного падения ($g = 9{,}81$ м/с^2).

Аналогично для обеспечения требуемой степени охлаждения буровой коронки получим

$$\Delta p_{к2} = c f \gamma \upsilon^2 L_к / (d_э g \cdot 10^{-4}) \qquad (3.18)$$

где $\Delta p_{к2}$ — перепад давления, необходимый для создания необходимой скорости движения очистного агента, обеспечивающей требуемую степень охлаждения коронки, МПа; c — безразмерный коэффициент,

равный 0,7—0,9; f — коэффициент трения при движении очистного агента в каналах коронки (для средних условий $f = 0{,}3$); $L_к$ — общая длина промывочных каналов, м; d — эквивалентный диаметр промывочных каналов, м.

Из полученных значений $\Delta p_{к1}$ и $\Delta p_{к2}$ выбирают большее и используют для расчетов по формуле (3.15). Использование приведенной методики для определения расходов очистного агента показало, что расчетные значения расходов вписываются в рекомендуемые ВИТРом пределы, полученные на основании многолетних экспериментальных исследований в производственных условиях. Это свидетельствует о практической применимости предлагаемой расчетной методики. Кроме того, анализ результатов расчетов показал возможность сужения, без ущерба для работоспособности алмазных коронок, рекомендуемых пределов для расходов очистного агента при алмазном бурении в сторону снижения верхнего предела.

Согласно приведенной методике можно оценивать влияние изменения геометрии промывочной системы алмазных коронок на скорость движения потока очистного агента в каналах и интенсивность охлаждения коронок. При этом интенсивность охлаждения коронок целесообразно оценивать по величине коэффициента теплоотдачи при конвективном теплообмене поверхности матрицы коронки с очистным агентом, для определения которого необходимо рассчитать скорость движения очистного агента (в данном случае — воды) в каналах коронок типа 01А3, 02ИЗ и т. п. диаметрами 36—76 мм при стандартной и измененной геометрии промывочной системы (табл. 3.24). Вычисление скоростей движения очистного агента производят исходя из величин средних рекомендуемых ВИТР расходов жидкости для коронок каждого номинального диаметра:

$$\upsilon = Q(k b_к h_к)^{-1}, \qquad (3.19)$$

где Q — рекомендуемый расход очистного агента, м^3/с; k — число каналов; $b_к$ — ширина канала, м; $h_к$ — начальная глубина канала, м.

Для расчета зададим следующие теплофизические параметры очистного агента (воды): температура 10 °С; теплопроводность 0,577 Вт/(м · °С); температуропроводность $1{,}37—10^{-7}$ м^2/с; кинематическая вязкость $1{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с; критерий Прандтля Pr = 9,5.

Как следует из табл. 3.24, изменение геометрии промывочной системы алмазных коронок за счет увеличения числа и уменьшения ширины каналов способствует улучшению теплообмена: коэффициент теплоотдачи возрастает на 34—55 % при снижении требуемого расхода очистного агента в среднем в 2 раза по сравнению с рекомендациями ВИТР. При этом главным фактором, способствующим росту коэффициента теплоотдачи и снижению расхода очистного агента, явился рост скорости движения потока в промывочных каналах коронки (рис. 3.24).

Из табл. 3.24 видно, что для обеспечения необходимой степени охлаждения бурового инструмента требуется перепад давления очистного агента в промывочных каналах значительно больший, чем для

Таблица 3.24. **Влияние изменения геометрии промывочной системы на интенсивность теплообмена и скорость движения потока в промывочных каналах алмазных коронок**

Диаметр коронки, мм	$F_к$, см^2	$p_т$, кВт ($\eta = 1{,}05$)	Средний расход (его пределы) по ВИТР, л/мин	Промывочные каналы				Скорость потока в каналах, м/с	Коэффициент теплоотдачи α, 10^{-3} Вт/(м$^2 \cdot$ °С)	Падение давления, МПа		Расчетный расход, л/мин	Рациональный интервал расходов, л/мин
				число	размеры, мм	$L_к$, мм	$d_э$, мм			$\Delta p_{к1}$	$\Delta p_{к2}$		
36	6,4	0,77	20 (10—30)	2*	6×7	14	4,8	6,9	22,3	0,27	0,40	25,4	10—25
				3	3×7	21	3,4	9,3	30,3	0,51	1,54	16,5	
				4	2×7	28	2,7	10,4	34,7	0,60	3,24	7,8	
46	9Д	1,09	35 (15—50)	4*	6×7,5	30	4,8	6Д	20,2	0,21	0,63	35,9	15—35
				5	4×7,5	37,5	4,0	7,3	24,1	0,30	1,36	26,4	
				6	3×7,5	45	3,4	8,1	27,1	0,37	2,37	15,2	
59	13,5	1,62	50 (20—80)	4*	6×8,5	34	4,8	8,3	26,8	0,42	1,38	38,7	15—40
				5	4×8,5	42,5	4,0	10,4	32,1	0,60	2,95	18,1	
				6	3×8,5	51	3,4	11,6	36,1	0,75	5,18	10,3	
76	17,6	2,11	60 (25—100)	6*	6×9	54	4,8	6,9	22,3	0,27	1,29	54,0	15—35
				8	4×9	72	4,0	7,8	25,5	0,34	2,64	26,4	
				9	3×9	81	3,4	9,3	30,3	0,48	4,96	14,0	

* В серийных коронках.

Рис. 3.24. Зависимость расхода промывочной жидкости Q и коэффициента теплоотдачи α на поверхности алмазной коровки от изменения скорости движения потока в каналах коронки:

а — для коронок диаметрами 36 (*1*) и 46 мм (*2*); *б* — для коронок диаметрами 59 (*3*) и 76 мм (*4*)

обеспечения очистки. При этом рост перепада давления обусловлен увеличением общей длины каналов и уменьшением их эквивалентного диаметра. Таким образом, увеличение числа промывочных каналов (их общей длины) при уменьшении размеров (эквивалентного диаметра) усиливает теплообмен на поверхности алмазной коронки даже при снижении общего расхода очистного агента. Этот факт может определить новое направление в конструировании алмазного инструмента, а также в разработке технологии бурения.

Анализ существующих рекомендаций по расходам очистного агента при алмазном бурении показал, что все они рассчитаны на новые или в начальной стадии работы коронки без учета их износа по высоте. Однако при износе матрицы (при постоянном расходе очистного агента) сокращаются площади поперечных сечений промывочных каналов, соответственно уменьшается эквивалентный диаметр и растет скорость движения очистного агента в каналах коронки с неизбежным ростом давления потока. В связи с этим представляется целесообразным регулировать расход очистного агента в сторону его уменьшения по мере износа матрицы.

Определено изменение расхода очистного агента по мере износа серийных алмазных коронок диаметрами 36—76 мм. Для этого задали различные значения глубины каналов (табл. 3.25) в соответствии со степенью износа коронок и рассчитали требуемый перепад давления и необходимый расход очистного агента. Для расчета приняли за исходную геометрию промывочных каналов новых серийных коронок.

При расчете перепада давления очистного агента в промывочных каналах алмазной коронки ограничились лишь определением перепада, необходимого для охлаждения коронок как наибольшего из рассчитанных значений (см. табл. 3.25).

При расчетах установлено, что по мере износа матрицы коронки по высоте, в случае поддержания расхода очистного агента на одном начальном уровне, растет скорость движения потока очистного агента

Таблица 3.25. **Зависимость расхода очистного агента при алмазном бурении от степени износа матрицы**

Диаметр коронок, мм	Средний расход промывочного агента, л/мин	Глубина промывочных каналов, мм	Эквивалентный диаметр, см	Скорость очистного агента, м/с	Падение давления, МПа	Расход по прилагаемой методике, л/мин	
						расчетное значение	пределы изменения
36	4 20 (10—30)	3 * 2	4,8 4 3	6,9 9,3 13,9	0,40 0,87 2,61	25,4 25,4 9,7	10—25
46	35 (15—50)	4 * 3 2	4,8 4 3	6,1 8,1 12,2	0,63 1,34 4,06	35,9 26,8 8,9	10—35
59	50 (20—80)	4 * 3 2	4,8 4 3	8,7 11,6 17,4	1,38 2,94 8,81	38,7 18,2 6,1	10—40
76	60 (25—100)	4 * 3 2	4,8 4 3	6,8 9,3 13,9	1,29 2,81 8,28	54,0 24,8 8,3	10—55

* Новая коронка.

в каналах коронки и уменьшается величина эквивалентного диаметра. При этом увеличивается перепад давления в промывочных каналах коронки (рис. 3.25). Для поддержания его на каком-то определенном уровне при износе матрицы по высоте необходимо снижать расход очистного агента до расчетных значений, приведенных в табл. 3.25. Такие значения расхода способствуют поддержанию на забое скважины шламовой прослойки, препятствующей росту адгезионной составляющей коэффициента трения, и обеспечивают необходимую степень проницаемости зоны предразрушения забоя скважины для очистного агента. Последнее обстоятельство способствует улучшению охлажде-

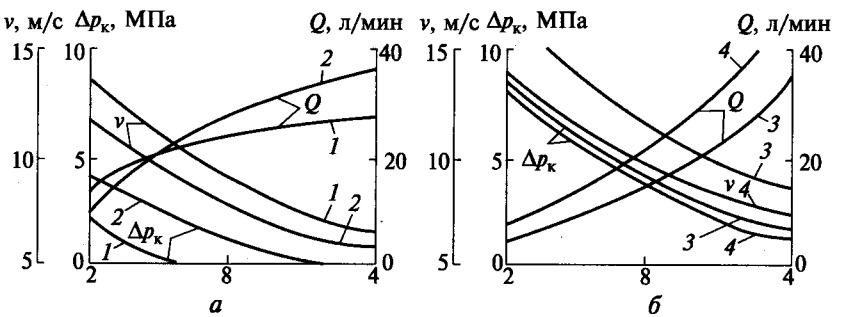


Рис. 3.25. Изменение требуемого расхода жидкости Q, перепада давления $\Delta p_к$ и скорости движения потока v в зависимости от изменения глубины промывочных каналов при износе матрицы по высоте:

а — для коронок диаметрами 36 (*1*) и 46 мм (*2*); *б* — для коронок диаметрами 59 (*3*) и 76 мм (4)

ния буровых алмазов, снижению сдвигового сопротивления буримой породы на уровне внедрения в нее режущих граней алмазов, а также повышению эффективности алмазного бурения, как это отмечено в ходе специальных экспериментальных исследований.

Расчетные значения расхода промывочной жидкости, найденные по формуле (3.14), сравниваются с рекомендуемыми, приведенными в табл. 3.24, в случае наличия сведений об элементах промывочной системы алмазных коронок, и они должны соответствовать рекомендуемому рациональному интервалу.

Если проводятся технологические исследования и имеются данные по изменению размеров промывочных каналов, то целесообразно вносить корректировку обоснованных значений расхода жидкости по формуле 3.14 и табл. 3.24 в соответствии с рекомендуемыми значениями (табл. 3.25).

Нормализация температурного режима алмазной коронки. Полученные аналитические зависимости позволяют рассчитывать температуры нагрева режущих граней буровых алмазов и любого сечения матрицы по ее высоте при различных сочетаниях технологических (параметры режима бурения и снабжения очистным агентом), конструктивных (размеры и морфология алмазов, насыщенность ими коронок, геометрия циркуляционной системы, размеры матрицы и корпуса) и теплофизических (тепло- и температуропроводность алмазов, материала матрицы и корпуса, теплоемкость и теплопроводность очистных агентов) факторов при различных значениях физико-механических и теплофизических характеристик буримых пород.

Температуру очистного агента в призабойной части алмазной коронки, при которой обеспечивается эффективное ее охлаждение, определяют по формуле

$$t_р = \frac{Q}{2Gc} + r\frac{Av^2}{2gc} + t_о, \qquad (3.20)$$

где G — массовый расход очистного агента, кг/с; c — удельная теплоемкость очистного агента, Дж/кг · °С; r — коэффициент восстановления температуры, $r = 0{,}89$; A — тепловой эквивалент работы, $A = 0{,}427$ Дж/н · м; v — скорость движения очистного агента в каналах коронки, м/с; g — ускорение свободного падения, $g = 9{,}81$ м/с^2; $t_о$ — температура очистного агента в ядре потока, °С.

Влияние технологических параметров режима бурения учитывают величиной количества тепла Q, поступившего в коронку за единицу времени. Эта величина пропорциональна забойной мощности:

$$Q = k_н N \cdot 10^3, \qquad (3.21)$$

Она, в свою очередь, связана с техническими параметрами зависимостью

$$N = 2 \cdot 10 - 5 P n_в D_{ср}, \qquad (3.22)$$

где P — осевая нагрузка на коронку, Н; $n_в$ — частота вращения бурового снаряда, мин$^{-1}$; $D_{ср}$ — диаметр средней окружности матрицы коронки, м.

Геометрические размеры коронки влияют на ее тепловой режим через площади поперечных сечений матрицы $f_м$ и корпуса $f_к$, высоту матрицы h, их периметры $П_м$ и $П_к$, а также заданный выпуск объемных алмазов из матрицы $h_а$. Увеличение этих параметров существенно усиливает теплообмен на поверхностях алмазной буровой коронки.

Насыщенность коронки объемными алмазами и ее роль в тепловом режиме алмазного инструмента определяют через суммарную площадь контактов алмазов с забоем $f_а$ отношение $f_а/f_м$, а также значение сокращающего множителя m, куда входят величины $f_а$ и $П_а$. Очевидно, что с ростом этих величин, особенно отношения $f_а/f_м$, определяемого концентрацией объемных алмазов в коронке, температура нагрева режущих граней алмазов снижается и тем заметнее, чем выше концентрация (насыщенность) объемных алмазов.

Для расчета количества тепла, полученного коронкой при бурении, используют формулу

$$Q = (t_а - t_р)K_0, \qquad (3.23)$$

где K_0 — показатель интенсивности теплообмена алмазной коронки с окружающей средой, Вт/°С; $t_а$ — температура режущих граней алмазов, °С; $t_р$ — температура очистного агента, °С.

Показатель интенсивности теплообмена K_0 при постоянной насыщенности коронки объемными алмазами, когда $f_а = \text{const}$, есть функция коэффициента теплоотдачи a в призабойной зоне. Величина a определяется теплофизическими характеристиками очистного агента, поэтому для различных очистных агентов значение K_0 может изменяться в довольно широких пределах: например, в случае использования воды как очистного агента K_0 в 5—15 раз выше, чем при продувке сжатым воздухом (рис. 3.26)

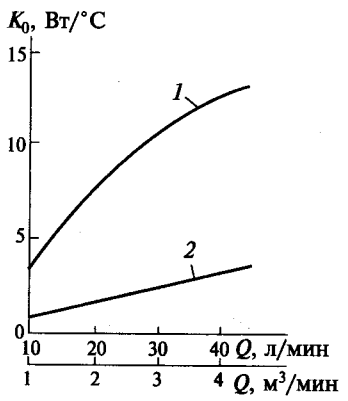


Рис. 3.26. Зависимость величины показателя интенсивности теплообмена K_0 от расхода очистного агента:

1 — для воды (расход в л/мин); *2* — для сжатого воздуха, м³/мин

Из выражения 3.23 следует, что при $t_а - t_р = \text{const}$ количественное значение теплового потока Q (а значит, и забойной мощности) пропорционально величине показателя интенсивности теплообмена K_0. Это позволяет количественно оценить предельно допустимые уровни забойной мощности для различных типов алмазных коронок, отличающихся как насыщенностью объемными алмазами и их зернистостью, так и своими геометрическими характеристиками при определенных расходах очистных агентов различной природы. Исходные данные к расчетам по формуле 3.20 приведены в табл. 3.26.

Изменяя величину K_0, т. е. меняя конструктивные параметры коронок и величину a путем изменения расхода очистного агента и его физико-химической природы, можно регулировать величину предельно допустимой забойной мощности, заранее определять ее для того или иного типа алмазного инструмента и режима подачи очистного агента. При определении необходимого значения забойной мощности можно задаваться и технологическими параметрами режима бурения в пределах допустимой забойной мощности.

Таблица 3.26. **Расчет разности температур $t_а - t_р$**

Расход очистного агента		$\frac{Q}{2Gc}$, °С	$r\frac{Av^2}{2gc}$, °С	$t_р$, °С	$t_а - t_р$, °С
Сжатый воздух 30 °С, м³/мин	1,5	15	5	50	550
	3,5	10	5	45	5555
	5,5	5	5	40	560
Вода 10 °С, л/мин	10	1	—	11	589
	30	0,5	—	10,5	289,5
	50	—	—	10	590

Таким образом, регулируя величину показателя интенсивности теплообмена K_0, можно не только предупреждать проявление отрицательного действия температурного фактора, т. е. нормализовать температурный режим инструмента, но и управлять им при бурении в различных условиях, в том числе и в условиях возникновения аномально высоких контактных температур: при бурении с продувкой сжатым воздухом, использовании пен в качестве очистных агентов, разрушении особо твердых горных пород, в частности, железосодержащих, высокооборотном бурении и т. д.

Наиболее заметное влияние на изменение величины K_0 оказывают насыщенность коронки объемными алмазами и их зернистость, однозначно определяемые суммарной площадью контактов алмазов с забоем $f_а$. Меньшее, но тоже существенное влияние оказывают геометрические характеристики матрицы ($f_м$, $П_м$ и h), а также выпуск алмазов из матрицы $h_а$; практически не оказывают своего влияния геометрические характеристики корпуса.

О влиянии вида и расхода очистного агента на степень нагрева алмазов свидетельствует расчет величин, входящих в выражение для $t_р$ по формуле (3.20) вместе со значениями разности $t_а - t_р$ (при этом начальное значение $t_а = 600$ °С). Температура сжатого воздуха, циркулирующего в призабойной зоне, повышается как за счет теплообменных процессов, так и за счет трения при скоростном обтекании поверхностей коронки. В тех же условиях вода очень незначительно изменяет свою начальную температуру. Для расчета величину Q определяли по формуле (3.21), где значение забойной мощности N рассчитывалось в соответствии с формулой (3.22) по известным технологическим параметрам. Значение теплоемкости c для воды и воздуха определяли по таблицам теплофизических свойств очистных агентов: для сжатого воздуха $c = 1{,}0 \cdot 10^3$ Дж/(кг · °С); для воды — $4{,}2 \cdot 10^3$ Дж/(кг · °С).

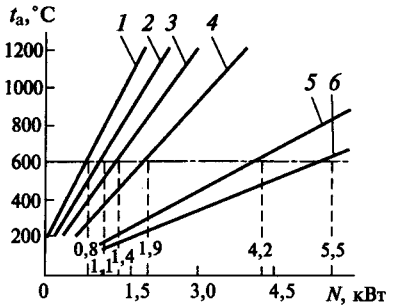


Рис. 3.27. Зависимость температуры нагрева режущих граней алмазов от величины забойной мощности для различных очистных агентов:

1, 2, 3 — для сжатого воздуха с расходом соответственно 1,5; 3,0; 4,5 м³/мин; *4, 5, 6* — для воды с расходом соответственно 10, 30, 50 л/мин (коронка диаметром 50 мм). Штрихпунктирная линия — предельно допустимая температура нагрева

Расчеты температур режущих граней алмазов при бурении также подтверждают влияние природы очистного агента на температурный режим коронки и величину предельной забойной мощности (рис. 3.27), откуда следует, что предельные значения забойной мощности для коронки 01А4-59 (зернистость алмазов 30—40 шт./кар) при бурении с продувкой воздухом не превышают 1,5 кВт, тогда как при бурении с промывкой водой колеблются от 2 до 6 кВт в зависимости от расхода очистного агента. Это обстоятельство должно обязательно учитываться при проектировании технологических параметров режима алмазного бурения.

Уменьшение сечения матрицы $f_м$, например за счет уменьшения толщины матрицы и увеличения числа и размеров промывочных каналов, способствует росту K_0. Величина суммарного контактного количества алмазов с забоем $f_а$ может изменяться от 0 до максимума, определяемого возможностями порошковой металлургии, но всегда $f_а < f_м$.

Физическая сущность показателя K_0 определяет интенсивность теплоотвода от работающих алмазов: посредством теплопроводности в матрицу и далее конвекцией к очистному агенту. При этом зашлифованные и не внедрившиеся в забой алмазы становятся как бы наполнителем для матрицы.

С ростом $f_а$ показатель интенсивности теплообмена K_0 растет, т. е. увеличение массового содержания алмазов в коронке с одновременным уменьшением их крупности способствует увеличению K_0, и вместе с ним — увеличение предельно допустимого значения забойной мощности.

Другой путь нормализации температурного режима работы алмазной коронки является снижение величины температуры очистного агента $t_р$, т. е. охлаждение очистного агента способствует снижению температуры нагрева режущих граней алмазов.

Анализ зависимости для определения показателя интенсивности теплообмена позволил сделать вывод о том, что при алмазном бурении необходимо соблюдать рациональную технологию, т. е. поддерживать режимные параметры и подачу очистного агента на таком

уровне, при котором забойная мощность не превышает предельно допустимых значений, пропорциональных величине показателя интенсивности теплообмена K_0 алмазного инструмента с окружающей средой.

Конструктивные изменения в коронках, предназначаемых для использования в условиях возникновения высоких контактных температур на уровне предельно допустимых для буровых алмазов, должны направляться на увеличение теплоотдающей поверхности, увеличение соотношения между площадями контактов алмазов с забоем и поперечного сечения матрицы, создание условий для усиления конвективного теплообмена коронки с очистным агентом на основе повышения значения коэффициента теплоотдачи и совершенствования геометрии промывочных каналов и режущей части коронки в целом. Все эти задачи могут решаться, как и технологические, на базе использования показателя интенсивности теплообмена, выражающего действие технологических, конструктивных и теплофизических факторов в процессе алмазного бурения разведочных скважин.

Особенности эксплуатации алмазного породоразрушающего инструмента заключается в том, что алмаз довольно хрупкий минерал, восприимчив даже к слабым ударам, поэтому все операции с алмазным инструментом следует проводить осторожно и аккуратно. Коронки должны храниться в деревянных или пластмассовых ящиках. Соединение алмазной коронки с колонковой трубой необходимо производить специальными ключами, но не шарнирными. Буровой снаряд с алмазной коронкой можно опускать в скважину, когда в ней нет сорванного керна. Спуск снаряда следует производить осторожно, особенно в местах изменения диаметра скважин и на подходе к забою. Постановка на забой ведется без усилия с вращением на минимальных оборотах и с промывкой. Допускается спуск снаряда, если на забое остался несорванный керн высотою не более 4—5 см. В противном случае оставленный в скважине керн разрушается шарошечным долотом. После каждого подъема замеряют диаметр коронки и расширителя, высоту матрицы. Замеры производят штангенциркулем. При бурении с расширителями последние следует подбирать так, чтобы их диаметр всегда был на 0,2—0,3 мм больше диаметра коронки. Разница в наружных диаметрах предыдущего и последующего расширителей не должна превышать 0,1—0,2 мм.

При бурении без расширителей алмазные коронки подбираются по наружному и внутреннему диаметрам и определяют последовательность их спуска. Первыми вводят в работу коронки с наибольшим наружным и наименьшим внутренним диаметрами. Коронку заменяют после износа по диаметрам не более чем на 0,05—0,1 мм. Перед спуском в скважину очередной коронки следует убедиться, что через нее свободно проходит керн предыдущего рейса.

Запрещается спуск новой коронки в зауженную скважину. При сработке ствола скважины на конус более чем на 0,1—0,15 мм его

следует расширить специальным снарядом, состоящим из импрегнированной коронки и расширителя. При разбуривании значительного интервала скважины рекомендуется применять снаряд, который включает импрегнированную коронку и два расширителя, установленных в нижней части колонковой трубы. При компоновке снаряда необходимо соблюдать последовательное увеличение на 0,1 и 0,2 мм соответственно наружных диаметров нижнего и верхнего расширителей относительно наружного диаметра коронки. Скорость расширения ствола скважины не должна превышать 5—20 см/мин в зависимости от твердости горных пород.

При бурении скважины не рекомендуется приподнимать коронку от забоя, так как это может привести к срабатыванию кернорвательного устройства, а также к разрушению матрицы и алмазов из-за попадания осколков керна на забой. Однослойные коронки отрабатывают в нескольких рейсах. При обнажении объемных алмазов более 25—30 % от их размера коронку снимают с эксплуатации, чтобы избежать их скалывания. Максимально допустимый износ алмазов Δh_{max} приведен ниже:

Зернистость алмазов, шт./кар	12—8	20—12	30—20	50—30	60—40	90—60
Δh_{max}, мм	1,4	1,1	1,0	0,85	0,80	0,75

Износ матрицы коронки и алмазов определяют измерительным устройством с индикатором часового типа ИЧ с ценой деления 1 мм. Однослойные коронки после отработки направляют в рекуперацию, где извлекают оставшиеся алмазы из коронки. Импрегнированные коронки отрабатывают до полного износа матрицы. Нормальный процесс отработки алмазных коронок в рейсе нарушается рядом технологических ситуаций.

Около 40 % всех алмазных коронок снимают с рейса из-за образования фасок в матрице. Причины их образования могут заключаться в некачественном изготовлении коронок, низком качестве алмазов, бурении в трещиноватых породах и при сильной вибрации и т. д.

Самоподклинка керна возникает обычно в трещиноватых породах и является причиной избирательного истирания керна и снижения скорости бурения. Для снижения эффекта самоподклинки используют гидроударники и двойные колонковые снаряды с разрезной внутренней гильзой, внутренняя часть которой хромируется.

Прижог алмазов связан с нарушением технологии бурения, в первую очередь, с недостаточной промывкой и высокой осевой нагрузкой.

Заполирование алмазов и зашлифование матрицы обычно возникает при недостаточной осевой нагрузке, интенсивной промывке и высокой частоте вращения. В практике используется так называемая «заточка в сухую» коронки на забое, когда на 10—15 с отключается подача очистного агента. Этот способ приводит к быстрому износу коронки, поэтому рекомендуется электрохимическая заточка.

3.3. Алмазное бурение с использованием двойных колонковых труб

Двойные колонковые трубы являются средством увеличения углубки за рейс и повышения выхода керна в трещиноватых раздробленных горных породах.

Двойная колонковая труба ТДН-0 предназначена для бурения в сильнотрещиноватых и разрушенных породах. Имеет подшипниковый узел открытого типа и керноприемное устройство со специальной алмазной коронкой (рис. 3.28, табл. 3.27).

Подшипниковый узел состоит из верхнего износостойкого переходника *3*, соединенного резьбами с наружной трубой *1* и стволом *8* с фильтром *9*, на котором размещается сигнализатор самоподклини-

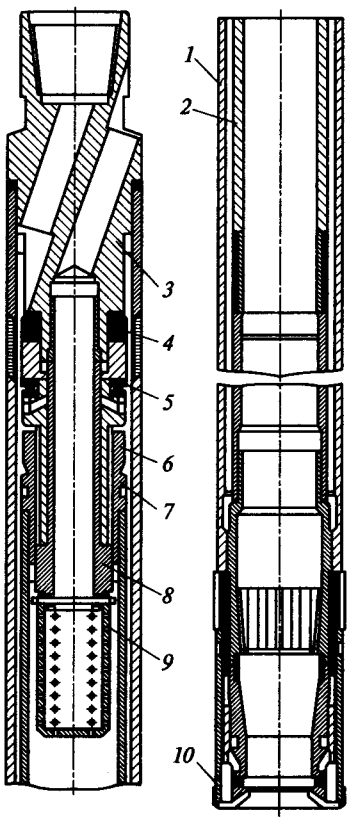


Рис. 3.28. Двойная колонковая труба типа ТДН-0

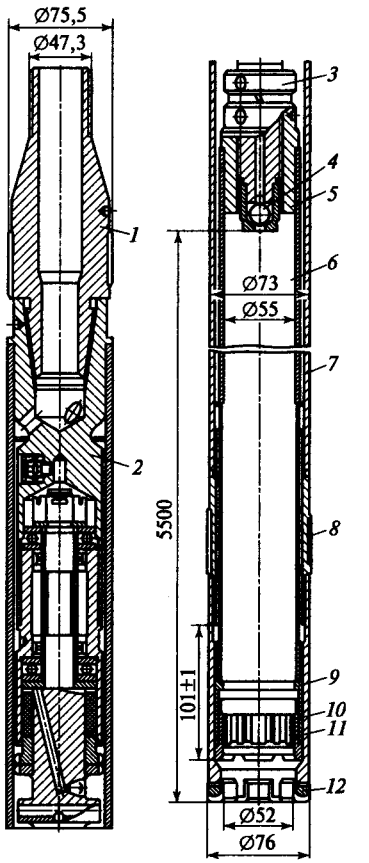


Рис. 3.29. Двойная колонковая труба типа ТДН-2

Таблица 3.27. **Технические характеристики двойных колонковых труб ТДН-0**

Параметры	ТДН-0-59	ТДН-0-76	ТДН-0-93
Диаметры бурения, мм	59	76	93
Диаметры буровой коронки, мм:			
наружный	59	76	93
внутренний	34,5	46	66
Размеры наружной трубы, мм:			
диаметр наружный	57	73	89
толщина стенки	3,75	3,75	4,0
Размеры керноприемной трубы, мм:			
диаметр наружный	45	57	75
толщина стенки	3,0	3,75	3,0
Длина трубы, мм	4000	3640	4000
Масса трубы, кг	35	52	68

вания керна *4*, упорный подшипник *5* и муфта *7*. К муфте *7* на резьбе присоединена внутренняя керноприемная труба *2*, фиксируемая контргайкой *6*, в нижней части соединена с рвательным устройством. К наружной трубе *1* через твердосплавный расширитель крепится специальная алмазная коронка *10*, снабженная пакерным поясом, ниже которого располагаются выходы промывочных каналов из тела коронки. Промывочная жидкость по сверлению в переходнике *3* попадает в кольцевой зазор между наружной и внутренней трубами и выходит в скважину выше забоя по промывочным каналам в теле алмазной коронки. Так как гидравлическое сопротивление на уровне пакерного пояска коронки и расширителя в скважине больше, чем на забое, основная часть промывочной жидкости устремляется через рвательное устройство в керноприемную трубу, обеспечивая обратную промывку. Из керноприемной трубы *2* жидкость попадает в скважину через отверстия в переходнике.

При самозаклиниваниях керна на керноприемную трубу *2* передается часть осевой нагрузки. При значениях осевой нагрузки 200—400 даН сигнализатор самозаклинивания *4* сжимается, перекрывая каналы для прохода жидкости в кольцевой зазор между наружной и внутренней трубами. Повышение давления жидкости отмечается манометром на буровом насосе.

Двойная колонковая труба ТДН-2 (рис. 3.29) состоит из подшипникового узла *2*, к которому с помощью резьбового соединения крепится наружная труба *7* алмазным расширителем *8*. На стволе подшипникового узла закреплена внутренняя керноприемная труба *6*, имеющая возможность продольного перемещения для регулировки зазора между корпусом рвателя *10* с ребрами *11* и алмазной коронкой *12*. Регулирование зазора производят с помощью гайки *3*. В стволе подшипникового узла имеются сверления для выхода жидкости из внутренней полости керноприемной трубы *6* при выдавливании ее

керном и шаровой клапан *4*, удерживающий керн от падения при извлечении трубы из скважины. Специальная алмазная коронка *12* присоединена к наружной трубе *7* с помощью удлинителя. Верхняя часть трубы ТДН-2 фиксируется в скважине от поперечных перемещений износостойким переходником *1*. Трубы ТДН-2 комплектованы специальными утолщенными алмазными коронками, что позволяет использовать при бурении глинистый раствор повышенной вязкости (до 40 с по СПВ-5). Увеличенная толщина матрицы позволяет повышать осевую нагрузку в 1,2—1,4 раза по сравнению с оптимальной для бурения одинарными колонковыми снарядами. Технические характеристики двойных колонковых труб ТДН-2 приведены в табл. 3.28.

Таблица 3.28. **Технические характеристики двойных колонковых труб ТДН-2**

Параметры	Диаметр снаряда, мм	
	59	76
Диаметры буровой коронки, мм:		
наружный	59,0	76,0
внутренний	38,0	52,0
Диаметры наружной трубы, мм:		
наружный	57,0	75,0
внутренний	50,0	68,0
Диаметры внутренней трубы, мм:		
наружный	48,0	65,0
внутренний	44,0	61,0
Длина, мм *:		
трубы	6055,0	6200,0
керноприемной части	5500,0	5500,0
Масса трубы, кг	52,0	59,5

* В зависимости от геолого-технических условий длина труб по заказам производственных организаций может изменяться.

Промывочная жидкость поступает к забою скважины из бурового снаряда по каналу в подшипниковом узле *2* и кольцевому зазору *9* между наружной трубой *7* и внутренней *6*. Контакт керна с прямым потоком промывочной жидкости происходит ниже конической втулки *5* рвательного устройства.

Модернизированная двойная колонковая труба ТДН-0 (ТДН-2/0) имеет подшипниковый узел открытого типа и керноприемное устройство со специальной алмазной коронкой (рис. 3.30, табл. 3.29).

Межтрубный зазор рассчитан на пропуск густых промывочных жидкостей. Жидкость контактирует с керном только на коротком участке ниже кернорвательного кольца *18*. Предусмотрено бурение как с прямой промывкой (при наличии резьбовой пробки в боковом канале верхнего переходника), так и с разделением потока под торцом коронки *19* (без пробки в боковом канале) за счет увеличения гидрав-

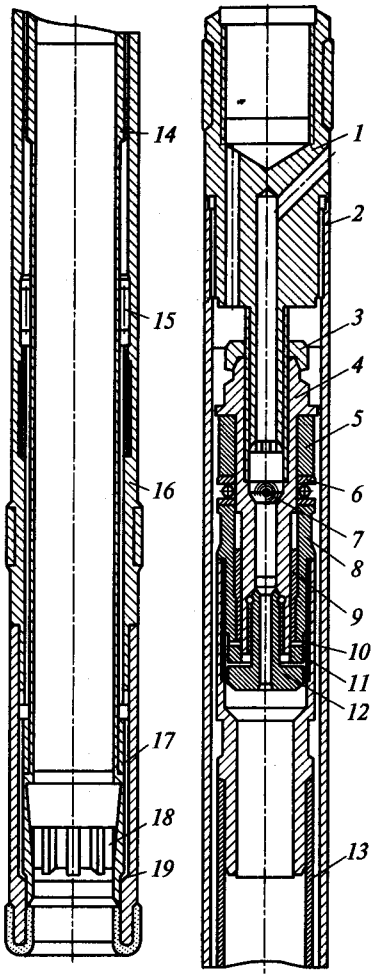


Рис. 3.30. Модернизированная двойная колонковая труба типа ТДН-0 (ТДН-2/0)

лического сопротивления в затрубном кольцевом зазоре. При этом часть потока направляется вместе с раздробленным керном в керноприемную трубу *13* и выходит через боковой канал верхнего переходника *1*.

Подшипниковый узел состоит из верхнего переходника *1*, соединенного резьбами с наружной трубой *2* и корпусом *4*, зафиксированный гайкой *3*, с втулками *5, 8, 9*. В корпусе размещается сигнализатор самоподклинивания керна с шайбами *10, 11*, упорный подшипник *6* и соединительная муфта. К муфте на резьбе присоединяется внутренняя керноприемная труба *13* с кольцом *14* и наконечником *15*, в нижней части соединенная с рвательным устройством, состоящим из корпуса *17* и рвательного кольца *18*. К наружной трубе через алмазный или твердосплавный расширитель *16* крепится специальная алмазная коронка *19*, снабженная пакерным поясом.

Промывочная жидкость по сверлению в переходнике попадает в колонковый зазор между наружной и внутренней трубами и выходит в скважину выше забоя по промывочным каналам в теле алмазной коронки. Так как гидравлическое сопротивление на уровне пакерного пояска коронки и расширителя в скважине больше, чем на забое, основная часть промывочной жидкости устремляется через рвательное устройство в керноприемную трубу, обеспечивая обратную промывку. Из керноприемной трубы жидкость попадает в скважину по сверлению в переходнике.

При самозаклиниваниях керна на керноприемную трубу передается часть осевой нагрузки. При значениях осевой нагрузки 200—400 даН и более сигнализатор самозаклинивания сжимается, перекрывая каналы для прохода жидкости в кольцевой зазор между наружной и внутренней трубами. Повышение давления жидкости отмечается манометром на буровом насосе, что свидетельствует о возникновении самозаклинивания керна.

Таблица 3.29. **Технические характеристики двойных колонковых труб ТНД-2/0**

Параметры	ТНД-2/0-59	ТНД-2/0-76	ТНД-2/0-93
Диаметры алмазной коронки, мм:			
наружный	59	76	93
внутренний	34,5	46	60
Тип алмазных коронок	КДТО-59	КДТО-76	КДТО-93
Тип алмазного расширителя	РДТО-59	РДТО-76	РДТО-93
Размеры наружной трубы, мм:			
наружный диаметр	57	73	89
толщина стенки	3,75	3,75	4,0
Размеры керноприемной трубы, мм:			
наружный диаметр	45	57	75
толщина стенки	3,0	3,75	3,0
Длина трубы, мм	4000	3640	4000
Масса трубы, кг	35	52	68

Рабочие параметры режимов бурения двойными колонковыми трубами подбирают в каждом конкретном случае в зависимости от геолого-технических условий бурения, типа применяемой трубы и конструкции коронки.

3.4. Технология бурения снарядами со съемными керноприемниками

Для бурения в геологических разрезах, представленных в основном твердыми породами VIII—XII категорий буримости и породами средней твердости VI—VII категорий с пропластками более твердых пород, разработаны специальные технические средства с использованием бурового станка *1*, позволяющие извлекать керн из скважин без подъема бурового снаряда на поверхность (рис. 3.31).

По сравнению с технологией бурения с цикличным отбором керна этот метод и технические средства существенно повышают производительность труда и улучшают качество кернового материала. Повышение производительности бурения достигают главным образом за счет увеличения рейсовой углубки скважины без подъема бурильной колонны на поверхность при высокой средней механической скорости бурения. Качество кернового материала повышается за счет изоляции керна от разрушающего гидродинамического воздействия потока очистного агента, поступающего через вертлюг-сальник *2*, и частичной защиты от разрушающего воздействия вращающейся наружной колонковой трубы *7* и вибраций бурового снаряда.

Этот метод способствует также повышению устойчивости стенок скважин и улучшает баланс рабочего времени в результате значительного сокращения числа спуско-подъемных операций.

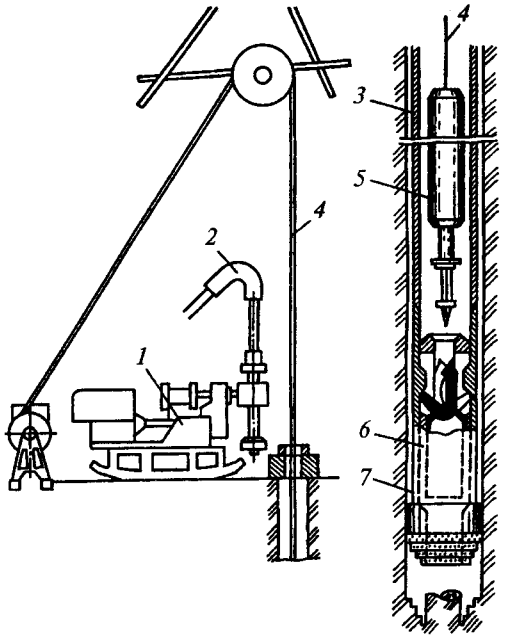


Рис. 3.31. Основные элементы комплекса для бурения со съемным керноприемником

Перед началом бурения съемный керноприемник *6*, сбрасываемый на забой через колонну бурильных труб *3*, фиксируют в колонковой трубе запорным механизмом. В процессе бурения приемная труба керноприемника не вращается. Керн заклинивают кернорвателем в момент отрыва бурового снаряда от забоя. Извлекают съемный керноприемник ловителем *5* на канате *4*, который под действием собственного веса опускается внутри бурильных труб. Спускают и поднимают ловитель с керноприемником при помощи лебедки. После извлечения керна из съемного керноприемника цикл операций повторяется.

Алмазные коронки для бурения со съемным керноприемником имеют более широкий и сложный по форме ступенчатый торец, в большей степени, чем обычные коронки, насыщенный алмазами. В корпусе коронки размещается корпус кернорвательного кольца, поджимаемый сверху керноприемником, что обеспечивает отрыв керна практически у самого забоя скважины. Коронка и расширитель посредством резьбы соединяются с наружной колонковой трубой, в которой при бурении размещается съемный керноприемник.

Основными элементами съемного керноприемника являются: внутренняя керноприемная труба, запорное устройство и узел подвески, обеспечивающий неподвижность внутренней трубы в процессе бурения. Для сигнализации о возникновении самозаклинивания керна керноприемник снабжен специальным устройством, представляющим собой эластичную резиновую шайбу, расположенную над внутренней керноприемной трубой. При заполнении трубы керном или в случае заклинивания керна шайба сдавливается керноприемной трубой и перекрывает зазор, по которому протекает промывочная жидкость. Это приводит к резкому повышению давления в напорной магистрали промывочного насоса и указывает на необходимость извлечения керноприемника из скважины.

К важнейшим элементам комплекса технических средств для бурения со съемными керноприемниками относят тонкостенную и гладкоствольную колонны бурильных труб, лебедку, имеющую высокую скорость навивки каната на барабан, и большую канатоемкость для спуска-подъема керноприемной трубы и ловителя.

Комплексы снарядов со съемными керноприемниками предназначены для бурения геологоразведочных скважин диаметром 46, 59 и 76 мм. Разрабатывается комплекс для бурения скважин диаметром 93 мм.

Комплексы ССК-46, ССК-59, ССК-76 рекомендуется использовать при бурении скважин глубиной до 1000—1200 м в горных породах VII—XI категорий по буримости. Комплекс КССК-76 (конструкции СКБ ВПО «Союзгеотехника») предназначен для бурения скважин глубиной до 2000 м диаметром 76 мм в горных породах VI—XI категорий по буримости. Технические характеристики комплексов снарядов со съемными керноприемниками приведены в табл. 3.30. Технические характеристики базовых колонковых наборов ССК — в табл. 3.31, а устройство их показано на рис. 3.32.

Колонковый набор (см. рис. 3.32) состоит из съемного керноприемника, извлекаемого за канат через бурильные трубы после наполнения его керном, и наружного колонкового набора. В состав наружного колонкового набора входят алмазная коронка *10*, расширитель *8*, колонковая труба *5* и два верхних переходника. Этот снаряд поднимается из скважины вместе с бурильными трубами при смене алмазной коронки.

Съемный керноприемник состоит из кернорвателя *9*, керноприемной трубы *6*, подшипникового узла *4*, сигнализатора самозаклинивания керна *3*, запорного угла *1* с головкой в виде грибка, за который извлекают керноприемник. Кернорватель пру-

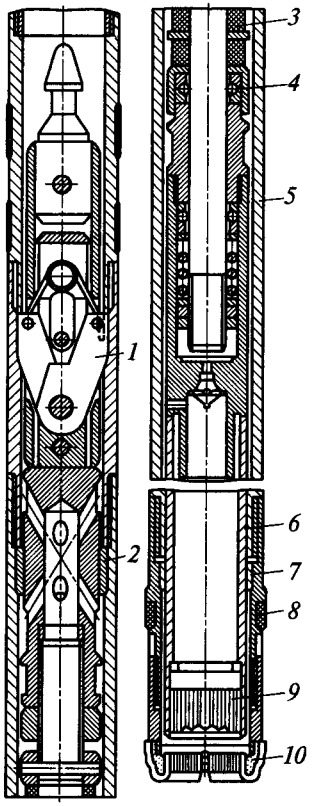


Рис. 3.32. Колонковый набор ССК

Таблица 3.30. **Технические характеристики комплексов снарядов со съемными керноприемниками**

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Глубина скважины, м	1000	1200	1200	2000
Категория пород по буримости	VII—X	VII—X	VII—X	V—IX
Размеры алмазной коронки, мм:				
диаметр наружный	46	59	76	76
внутренний	24	35,4	48	40
ширина торца матрицы	11	11,8	14	18
Наружный диаметр алмазного расширителя, м	46,4	59,4	76,4	76,6
Промывочная жидкость	Вода, эмульсионные жидкости	Вода, эмульсионные жидкости, слабые глинистые растворы		Вода, глинистые и эмульсионные растворы
Режим бурения:				
максимальная частота вращения, об/мин	1500	1500	1000	1000
предельная осевая нагрузка, кгс	1200	1600	1800	2600
расход промывочной жидкости, л/мин	10—20	20—30	30—70	30—100
Угол наклона скважины	90—75°			

Таблица 3.31. **Технические характеристики колонковых наборов ССК**

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Наружная колонковая труба, мм:				
наружный диаметр	44	56	73	73
толщина стенки	4,5	5,5	6,5	6,5
Керноприемная труба, мм:				
наружный диаметр	30	42	56	48
толщина стенки	2,2	2,5	28	3,0
Зазоры, мм:				
между керноприемной и колонковой трубами	2,5	1,5	2,0	6,0
между керном и керноприемной трубой	0,8	0,8	1,2	1,0
между колонковой трубой и скважиной	1,2	1,7	1,7	1,7
Длина, мм	2350; 3850; 5760 *	2450; 3950; 5450	2700; 4200	6845
Масса, кг	16; 25,5; 35	31; 41; 55	44; 66	104

* Сращивание двух труб.

жинного типа включает в себя кольцо, корпус с конусной проточкой и упорное кольцо.

Керноприемник вводят в открытую бурильную колонну, зажатую на устье трубодержателем. Он спускается в жидкости под действием силы тяжести. Для ускорения доставки керноприемника к забою практикуют досылку его напором промывочной жидкости. Скорость погружения керноприемника составляет 100 м за 2—3 мин в вертикальной скважине. Момент постановки керноприемника в рабочее положение на забое отмечается характерным звуком от удара об упорное кольцо и кратковременным ростом давления жидкости на манометре насоса. Если скважину бурят при поглощении промывочной жидкости, то керноприемник опускается на овершоте лебедкой Л-5. Отсоединение овершота на забое выполняется втулкой, которая фиксирует защелки в открытом положении.

Для извлечения керна нужно отвинтить корпус кернорвателя от керноприемной трубы. При смене кернорвательного кольца следует из корпуса предварительно извлечь упорное пружинное кольцо. Керноприемная труба в колонковом наборе подвешена на штоке подшипникового узла, благодаря чему она остается неподвижной при бурении. При срыве керна наружная колонковая труба перемещается вверх относительно керноприемной трубы и сжимает пружину штока. При этом торец корпуса кернорвателя упирается в коронку и основное усилие срыва керна воспринимается не тонкостенной керноприемной трубой, а наружным снарядом.

Для предотвращения истирания керна при его подклинивании в наборе предусмотрен сигнализатор *3*, содержащий резиновые манжеты, которые, сжимаясь от осевого усилия при самозаклинивании, увеличиваются в размере и перекрывают кольцевой зазор, тем самым прекращая поступление промывочной жидкости к забою. Повышение давления отмечается манометром бурового насоса.

Фиксацию съемного керноприемника от перемещения вверх при бурении выполняет запорный узел, состоящий из двух стопоров *1*, разжимаемых пружиной. При подъеме керноприемника овершотом на стопоры надвигается возвратная втулка, и они углубляются в корпус.

В рабочем положении один из стопоров своей верхней боковой гранью упирается в выступ на торце переходника бурильных труб. За счет этого вращение бурового снаряда передается только верхней части подшипникового узла и исключается проворачивание керноприемника в опорном кольце *2*, которое ограничивает своим верхним торцом ход керноприемника вниз и центрирует его в верхней части. В нижней части снаряда в корпусе расширителя установлен стабилизатор *7*.

Схема прохождения промывочной жидкости через колонковые наборы ССК и КССК прямая, т. е. промывка из бурильных труб проходит к забою по зазору между наружной и керноприемной трубами, контактируя с керном только ниже кернорвателя. От забоя вся жидкость возвращается по затрубному зазору.

Использование съемных керноприемников позволяет увеличить производительность бурения в 1,5—2 раза по сравнению с традиционным алмазным бурением за счет сокращения времени спускоподъемных операций и возможности бурения на большую глубину при высокой частоте вращения бурильной колонны (более 1000 об/мин). При этом снижается расход алмазов и увеличивается выход керна (за счет хорошей центрации бурильной колонны в скважине и двойного колонкового набора с сигнализатором самозаклинивания керна).

Конструктивно бурильные трубы (табл. 3.32) выполнены с наружной и внутренней гладкостенностью, которая необходима для свободного перемещения керноприемника внутри труб и для максимального приближения наружного диаметра труб к размеру скважины, что уменьшает их изгиб при передаче осевой нагрузки на забой. Трубы комплексов ССК изготовляются без высадок концов, имеют наружную и внутреннюю трапецеидальную резьбу с конусностью 1 : 32 и упорами по верхнему и нижнему торцам. Наличие двух упоров в соединении обеспечивает более равномерное распределение нагрузки по виткам резьбы и большую ее герметичность.

Бурильные трубы КССК-76 по сравнению с трубами ССК рассчитаны на работу при больших изгибающих нагрузках. Трубы соединяются в свечи муфтами, а свечи — муфтово-замковым соединением. Трубы имеют высадку с обоих концов, наружная поверхность муфт и замков упрочнена термообработкой ТВЧ. Кроме того, разработан и освоен комплекс КССК-76М с усовершенствованной конструкцией

Таблица 3.32. **Технические характеристики бурильных труб ССК**

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметры трубы, мм:				
наружный	43,0	55,0	70,0	70,0
внутренний	33,4	454	60,4	61,0
по внутренней высаженной части	—	—	—	53,0
Толщина стенки, мм	4,8	4,8	4,8	4,5
Длина, м	1,5; 3,0; 4,5	1,5; 3,0; 4,5	1,5; 3,0; 4,5	4,5
Масса 1 м, кг	4,5	6,0	7,7	8,3
Материал	Сталь 38ХНМ		Сталь 36Г2С	
Тип соединения	Труба в трубу		Муфтово-замковое	
Муфта трубная:				
диаметр наружный, мм	—	—	—	73
диаметр внутренний, мм	—	—	—	53
Замок:				
диаметр наружный, мм	—	—	—	73
диаметр внутренний, мм	—	—	—	53
масса, кг	—	—	—	5,8
Зазор между бурильной колонной и скважиной, мм	1,7	2,2	3,2	3,2; 1,7 (по муфте)

колонкового снаряда, имеющего сигнализатор заклинивания керна, работающий по принципу перекрытия межтрубного набора при радиальной деформации манжет, и КССК-76Э (с эжекторным устройством).

Технологические особенности бурения снарядами со съемными керноприемниками обусловливаются конструктивными особенностями используемых технических средств.

Высокая герметичность резьбовых соединений бурильных труб позволяет обеспечивать нормальный процесс бурения при расходах промывочной жидкости в пределах 8 ÷ 12 л/мин. При этом возникающие высокие значения гидродинамических сопротивлений при прокачивании промывочной жидкости снижаются за счет введения в состав полимерных добавок, которые действуют комплексно, снижая трение бурильной колонны о стенки скважины и стабилизируя глиносодержащие горные породы, предотвращая их обрушение. Так, при бурении монолитных и слаботрещиноватых пород рекомендуется применять водные или малоглинистые (до 4 % глины) растворы на основе водомасляной эмульсии (смазывающей добавки) и стабилизирующим полимерным реагентом К-4 (до 2 % к объему раствора). При бурении в сложных горно-геологических условиях (трещиноватые горные породы, глиносодержащие породы, зоны тектонических нарушений с «глиной трения») необходимо использовать глинистые растворы, содержащие в своем составе до 4—6 % высококачественного бентонита и обработанные реагентом К-4 (до 2—2,5 %), пастой кожевенной эмульгирующей (до 1,5—2 %) и кальцинированной содой (до 0,5—0,7 %). В таких условиях целесообразно также использовать полимербентонитовые растворы с малым (до 2 %) содержанием твердой фазы (бентонита), при введении в состав раствора полимеров ряда полиакролонитрила (гипан 0,7; гипан 1,0; К-4, К-9, М-14) в количестве до 0,3—1,0 % или полиакриламида ПД-4, ПД-5 в количестве до 0,1—0,5 % к объему промывочной жидкости.

Каждый рейс с новой алмазной коронкой необходимо начинать с ее приработки на следующем режиме:

- ✓ частота вращения — до 300 мин$^{-1}$;
- ✓ осевая нагрузка — до 400 даН;
- ✓ расход промывочной жидкости — до 20 л/мин.

В течение первых 10—15 см углубки ведется приработка алмазной коронки. Дальнейший процесс бурения осуществляют на режиме, обеспечивающем максимальную механическую скорость бурения и углубку за рейс при минимальном расходе алмазов. К концу рейса по мере притупления алмазов осевую нагрузку необходимо увеличивать, рекомендуемые пределы изменения которой в зависимости от типа алмазной коронки приведены в табл. 3.33.

Частоту вращения бурильной колонны выбирают в зависимости от глубины скважины в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл. 3.34.

Для опробования угольных пластов разработаны специальные съемные керноприемники типа «Конус», снабженные штампом.

Таблица 3.33. **Пределы изменения осевой нагрузки для различных типов алмазных коронок**

Тип комплекса	Тип коронок	Осевая нагрузка, даН
ССК-46	К-90	500—300
	К-90-1	800—1000
	К-90-2	700—900
	К-96	1000—1200
ССК-59	К-01	100—1300
	К-01-1	1300—1500
	К-01-2	1200—1400
	К-08	1500—1700
	К-09-И2Г	»
ССК-76	КАСК-4С	1500—1800
	КАСК-К	1600—2200
	КАСК-3	1000—1400
	КАСК-Р	800—1000
КССК-76 (76 М)	17А4	1500—2000
	К-40	1400—1600
	К-16, К-17	1300—1900
	К-70, К-26	700—1000
	К-32	500—900

Таблица 3.34. **Значения частоты вращения**

Тип комплекса	Частота вращения, мин$^{-1}$	Тип станка	Предельная глубина, м
ССК-46	1615	СКБ-4	200
	1100		500
	710		1000
ССК-59	1500	СКБ-5	100
	1300		200
	720		500
	540		800
	1500	СКБ-7	300
	1200		600
	1000		1000
	900		1200
ССК-76	1500	СКБ-7	100
	1200		200
	1000		400
	800		600
	550		1200
КССК-76 (76М)	600	СКБ-7	1200
	400	СКБ-8	1000

Штамп — режущий кольцевой инструмент (выступающая вперед часть внутреннего керноприемника), опережающий коронку и вырезающий угольную пробу до того, как она подвергнется разрушающему воздействию коронки и потока очистного агента.

Для опробования газосодержащих углей комплексом КССК-76 применяют съемный керногазосборник КГИТС, также оснащенный штампом для отбора ненарушенных проб угля и имеющий в верхней части герметичный газосборник. Принцип действия газосборника заключается в вытеснении газом, выделяющимся из отобранной угольной пробы, промывочной жидкости из колонкового набора через специальную отводную трубку. Газ скапливается в верхней части герметичной полости керноприемника под давлением, уравновешающим давление столба промывочной жидкости.

Для повышения эффективности бурения твердых абразивных пород разработан съемный гидроударник ССГ-76, применяемый в составе комплекса КССК-76. Применение гидроударника позволяет избежать самозаклинивания керна, повышает износостойкость алмазной коронки, увеличивает рейсовую углубку и механическую скорость бурения. Производительность бурения при использовании гидроударника возрастает на 20—30 %. Для повышения выхода керна при бурении комплексом ССК-59 разработан керноприемник, включающий в себя эжектор и гидравлический вибратор.

Бурение с ССК часто производят с использованием ведущей трубы, наращивая снаряд через устье скважины. В этом случае на ведущую трубу навинчивают обычный промывочный сальник. При наращивании труб через шпиндель станка керноприемник ССК извлекают и опускают через проходной сальник с широким внутренним отверстием в стволе, через которое свободно проходит керноприемник. Рациональные параметры режима бурения ССК приведены в табл. 3.35.

При использовании новых коронок Тульского НИГП, армированных высокопрочными синтетическими алмазами компании «De Beers»,

Таблица 3.35. **Рациональные параметры режима бурения ССК**

Категория пород по буримости	Группа пород по трещиноватости	Тип породоразрушающего инструмента	Параметры режима бурения		
			осевая нагрузка, кН	частота вращения, мин$^{-1}$	расход промывочной жидкости, л/мин
КССК-76					
VII—VIII	I—II	17А4	12—14	600—800	30—40
	III—IV	17А4	8—12	400—500	40—60
VIII—IX	I—II	К-16	15—18	700—900	20—40
	III—IV	К-16	9—11	400—500	30—50
X—XI	I—II	К-45	19—21	700—900	20—40
	III—IV	К-45	10—12	400—500	30—50

Продолжение табл. 3.35

Категория пород по буримости	Группа пород по трещиноватости	Тип породоразрушающего инструмента	Параметры режима бурения		
			осевая нагрузка, кН	частота вращения, мин$^{-1}$	расход промывочной жидкости, л/мин
		ССК-59			
VII—VIII	I—II	К-02	7—10	800—1000	20—30
	III—IV	К-01	5—8	600—800	30—40
VIII—IX	I—II	К-01-1	12—13	900—1200	20—30
	III—IV	К-01-2	8—10	600—800	30—40
X—XI	I—II	К-08 (К-01-3)	12—13	1000—1500	20—30
	III—IV	К-09И2Г	10—12	700—900	30—40
		ССК-46			
VII—VIII	I—II	К-90	6—5	900—1000	20—25
	III—IV	К-90-1	5—7	700—800	25—30
VIII—IX	I—II	К-90-1	8—10	1000—1200	20—25
	III—IV	К-90-2	5—7,5	800—900	25—30
X—XI	I—II	К-96	12—13	1200—1600	15—25
	III—IV	К-96	7—9	900—1000	25—30

высокой эффективности бурения достигают при высоких частотах вращения инструмента (1000—1500 об/мин).

Так, при бурении скважин в ОАО «Бурятзолоторазведка» средняя углубка на коронку К-75 3 СВМ составила 140,6 м, на коронку КГ-59-3 СВМ — 123,2 м. Средняя углубка на алмазные коронки диаметром 59 мм фирмы «Лонгир» BQS8, BQS47 в этих же условиях составила 120,5 и 98,0 м соответственно.

3.5. Бурение с использованием эжекторных снарядов

Для повышения качества бурения в сильнотрещиноватых и дробленых породах используют одинарные (ОЭС) и двойные (ДЭС) эжекторные снаряды.

На рис. 3.33 изображена схема работы эжекторного снаряда, использующего для создания обратной призабойной циркуляции жидкости эжекционный эффект — эффект понижения давления вблизи струи жидкости, движущейся с повышенной скоростью.

Основным элементом эжекторного снаряда является эжектор, состоящий из сопла *1* (гидродинамической насадки) и диффузора *2* (фигурной горловины, улавливающей струю, истекающую из сопла с повышенной скоростью). Струя промывочной жидкости, истекая под давлением из сопла *1* с высокой скоростью, создает вблизи верхней горловины диффузора *2* область повышенного давления ΔP и по каналу *3* направляется в затрубное пространство.

Область повышенного давления вблизи диффузора *2* через канал *5* гидравлически связана с внутренней полостью колонновой трубы, где также формируется давление, пониженное по сравнению с давлением жидкости в затрубном пространстве. В результате жидкость подсасывается из затрубного пространства через пазы коронки во внутреннюю полость колонковой трубы, захватывая частицы шлама и керна, и далее через фильтр *6* поступает в полость шламосборника *7*. Частицы керна и шлама жидкости по ходу ее движения осаждаются в полости колонковой трубы или в закрытом шламосборнике.

Техническая характеристика двойных эжекторных снарядов приведена ниже.

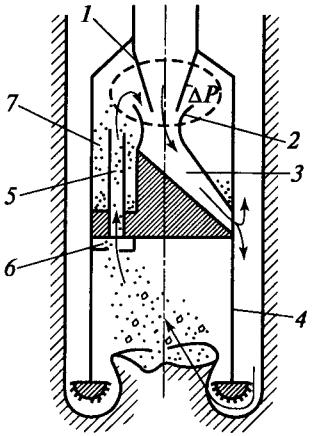


Рис. 3.33. Схема работы эжекторного снаряда

Диаметр наружный, мм	89; 73
Диаметр породоразрушающего инструмента, мм	93; 76
Диаметр керноприемной трубы, мм:	
наружный	73; 60
внутренний	65,5; 55
Длина керноприемной трубы, м	3,0; 3,0
Длина снаряда, м	3,8; 3,8

Эжекторные снаряды оснащены специальными алмазными коронками (иногда твердосплавными мелкорезцовыми) и предназначены для бурения в горных породах, содержащих наряду с мягкими, легко разрушаемыми минералами (тонкими прослоями мягких минералов), твердые и очень твердые минералы и пропластки, а также для опробования твердых, но сильно трещиноватых и хрупких пород и руд.

В настоящее время выпускают эжекторные снаряды для бурения диаметром от 59 до 93 мм. Рабочий расход промывочной жидкости на привод эжектора 80—100 л/мин. Рейсовая углубка при использовании эжекторного снаряда не превышает, как правило, 1,5—2 м.

Недостатком эжекторного снаряда является обратная зависимость скорости потока обратной циркуляции от массы перемещаемого при этом шлама, поэтому эффективность работы эжекторного насоса падает по мере насыщения потока очистного агента шламом. Существует некоторый критический предел зашламования, определяемый опытным путем, при котором эжекторный насос перестает работать, а вся промывочная жидкость гонится вверх по затрубному пространству, что чревато прижогом снаряда. Поэтому эжекторные снаряды не применяют при бурении мягких пород и пород средней крепости, где объемы шлама и разрушенного керна бывают велики.

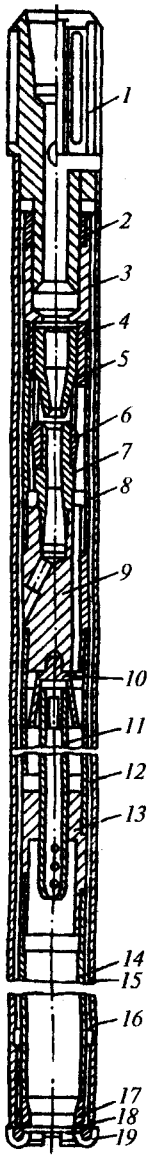


Рис. 3.34. Двойной эжекторный снаряд ДЭС конструкции ЦНИГРИ:
1 — верхний переходник; *2* — гайка; *3* — внутренний переходник; *4, 18* — уплотнительные кольца; *5* — насадка; *6* — втулка; *7* — диффузор; *8* — патрубок приемной камеры; *9* — распределитель; *10* — конус отражателя; *11* — внутренняя труба; *12* — шламовая труба; *13* — переходник; *14* — керноприемная труба; *15* — наружная труба; *16* — подкоронник; *17* — кернодержатель; *19* — алмазная коронка

Двойной эжекторный колонковый снаряд ДЭС (рис. 3.34) представляет собой двойную колонковую трубу, в которую встроен струйный насос. Двойная колонковая труба может иметь вращающееся или невращающееся керноприемное устройство. В целях повышения технико-экономических показателей бурения двойные эжекторные снаряды типа ДЭС рекомендуется применять в комплекте с гидроударными машинами типа ГВ.

Рекомендуемые параметры режимов бурения эжекторными снарядами приведены в табл. 3.36.

Таблица 3.36. **Параметры режимов бурения эжекторными снарядами**

Параметры	Категория буримости	Одинарный снаряд		Двойной снаряд	
		ОЭС-57	ОЭС-73	ДЭС-73	ДЭС-89
Частота вращения, мин$^{-1}$	VIII—IX	200—300	350—250	500—300	500—300
	X	200—300	350—250	500—300	500—300
	XI—XII	200—300	350—200	500—300	500—300
Осевая нагрузка, даН	VIII—IX	500—600	500—700	700—900	900—1200
	X	600—700	700—800	750—900	900—1300
	XI—XII	700—900	800—1100	900—1200	—
Расход промывочной жидкости, л/мин	VIII—IX	100—120	120—150	90—120	120—150
	X, XI	100—120	120—150	90—120	120—150
	XII				

3.6. Долота для бескернового бурения

Шарошечные долота наиболее широко применяют для вращательного бурения геологоразведочных скважин без отбора керна в породах с различными физико-механическими свойствами. Параметры шарошечных долот геологоразведочного стандарта приведены в табл. 3.37.

По характеру воздействия на породу шарошечные долота относят к долотам ударно-дробящего и дробяще-скалывающего действия. Разрушение породы при этом происходит за счет перекатывания зубьев шарошек по забою с нанесением ударов.

Таблица 3.37. **Параметры долот геологоразведочного стандарта**

Диаметр долот, мм	Длина резьбовой части, мм	Диаметр корпуса долота, мм	Высота долота, мм	Сечение промывочных каналов, см^2	Допустимая нагрузка на долото, кН
36	32	33	70	1,4	10
46	40	43	70	1,4	15
59	45	56	120	1,7	20
76	50	72	120	1,7	35
93	60	90	160	2,5	40
112	70	109	175	2,5	60
132	70	128	200	4,0	70
151	96	147	245	6,0	120

Достоинства шарошечных долот:

✓ большое количество породоразрушающих элементов, участвующих в работе, и их большая стойкость;

✓ динамическое воздействие на разрушаемый забой, способствующее более эффективному разрушению твердых и особенно хрупких горных пород;

✓ реализация процесса резания и гидромониторного эффекта при разрушении мягких пород.

При бурении геологоразведочных скважин применяют секционные (бескорпусные) долота (рис. 3.35), состоящие из двух или трех сваренных между собой лап (секций) со стандартной присоединительной резьбой.

Лапы служат для закрепления цапф (осей), вокруг которых вращаются шарошки. Таким образом, цапфы служат опорами, на которых размещаются подшипники. Опоры шарошек — один из ответственных узлов во всех конструкциях долот — служат для передачи осевой нагрузки на забой при непрерывном вращении шарошек вокруг осей. Основной рабочий орган шарошечных долот — шарошки. Они могут быть различной формы: одно- и многоконусными.

Долота с двух-, трехконусными шарошками изготовляют самоочищающимися: зубчатые венцы одной шарошки входят в проточки между зубчатыми венцами других, что положительно сказывается на показателях работы долот.

Шарошки долот в зависимости от назначения армируют различными видами фрезерованных зубьев клиновидной формы или вставными твердосплавными зубьями (шты-

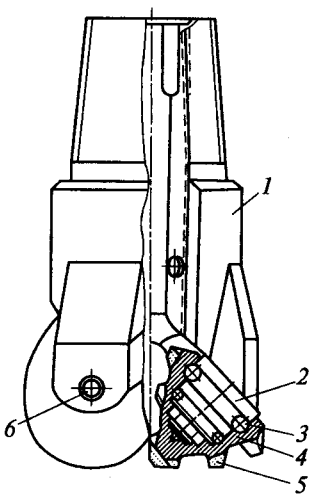


Рис. 3.35. Конструкция шарошечного долота:
1 — корпус; *2* — цапфа; *3* — подшипник; *4* — шарошка; *5* — фрезерный зуб; *6* — палец

рями с различной формой рабочей поверхности). Ниже приведена номенклатура шарошечных долот конструкции СКВ «Геотехника», а основные конструктивные параметры указаны в табл. 3.38.

Тип долота	Диаметр, мм
ТК, К	46
Т, ТК, К	59
СТ, Т, ТКЗ, К	76
М, С, Т, ТЗ, К	93
М, С, Т, ТЗ, К	112
М, С, Т, К	132
С, Т, К	151

Таблица 3.38. **Основные конструктивные параметры долот**

Тип долота	Действие вооружения долота на разрушаемый забой	Кинематическая схема	Вооружение шарошек
М	Режуще-скалывающее	Большое скольжение основных конусов шарошки	Стальные фрезерованные зубья (угол заострения $\alpha = 37—39°$)
С и СТ	Скалывающее	Качение со значительным проскальзыванием основных конусов шарошки	Фрезерованные стальные зубья
Т и ТК	Ударно-скалывающее	Чистое качение с небольшим проскальзыванием основного конуса	Фрезерованные стальные зубья ($\alpha = 45—50°$) и твердосплавные штыри
Т			Комбинированное (стальные зубья и твердосплавные штыри)
К	Ударное	Чистое качение без проскальзывания	Цилиндрические твердосплавные штыри со сферической головкой

Примечание. Зубья шарошек долот типа М, С и Т имеют одностороннюю наплавку мелкозернистым твердым сплавом.

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов долота выпускают с центральной промывкой, боковой гидромониторной промывкой, центральной и боковой продувкой. Область применения шарошечных долот различных типов очень разнообразна (табл. 3.39).

Трехшарошечные долота позволяют наиболее полно использовать габариты скважины для размещения шарошек, вооруженных наибольшим числом рабочих и калибрующих зубьев. Наряду с этим они позволяют разместить наиболее мощные опорные подшипники.

Трехшарошечные долота геологоразведочных скважин выпускают четырех типов — ОК, К, Т и С диаметром от 46 до 151 мм.

Таблица 3.39. **Рекомендуемые типы шарошечных долот для характерных пород**

Тип долота	Категория по буримости	Характеристика горных пород	Наименование пород
М	I—III	Мягкие	Глина, мел, гипс, торф, пески
С	IV—V	Средней твердости	Алевролиты, аргиллиты, слюдистые сланцы, мрамор, измененные мергели, слабые известняки, уплотненные глины
СТ	V—VI	Средней твердости с пропластами твердых	Кварцево-слюдистые и ожелезненные алевролиты, окремненные аргиллиты, хлорит-серицитовые сланцы, слабосцементированные песчаники, мраморы, окремненные мергели
Т	VI—VII	Твердые	Доломиты, скарнированные известняки, серпентиниты, амфиболиты, слюдистые гнейсы, габбро, измененные диориты, базальты, измененные порфириты
ТЗ	VI—VII	Твердые абразивные	Известняки органогенные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремненные, доломитизированные
ТК	VII—VIII	Твердые с пропластками крепких	Ороговикованные алевролиты, скарнированные доломиты, кварцевые, рудные и тонкозернистые алевролиты, мелкозернистые песчаники, гравелиты, выветрелые габбро-диориты, выветрелые гранодиориты, гранит-порфиры, туфы, песчанистые и кварцевые сланцы
ТКЗ	VII—VIII	Твердые абразивные породы с пропластками крепких	Аргиллиты, иногда окремненные, алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые, роговики, андезиты, андезито-базальты
К	VIII—XI	Крепкие	Кремнистые аргиллиты, мелкозернистые кварцевые песчаники, окремненные известняки и доломиты, кварцевые диориты, граниты, сиенит-порфиры, пегматиты, кварцевые порфиры, гнейсы и гранито-гнейсы, андезиты, андезито-базальты

Преимуществом двухшарошечных долот (рис. 3.36) над трехшарошечными является возможность бурения скважин малого диаметра на глубину до 2000 м с использованием легкого бурового оборудования.

Каждая отдельная секция двухшарошечного долота имеет большие диаметры шарошек по сравнению с трехшарошечными, что позволяет иметь на шарошке увеличенное число зубчатого или твердосплавного вооружения при увеличенном шаге между зубьями. Эта конструктивная особенность двухшарошечных долот позволяет наносить по забою более интенсивные удары со сколом более крупных частиц разбуриваемой породы. Недостаток двухшарошечных долот — недостаточно мощное калибрующее вооружение.

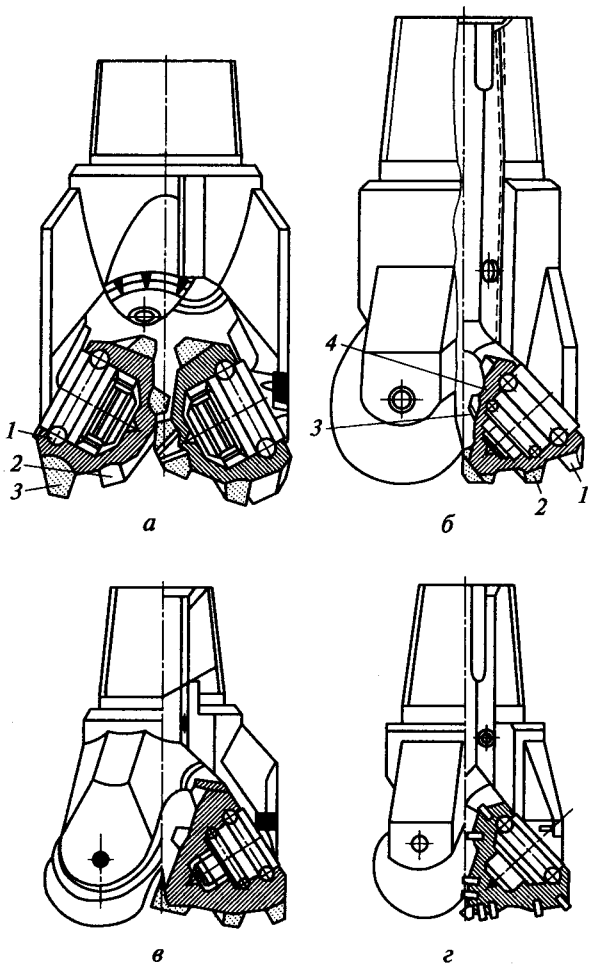


Рис. 3.36. Конструкция двухшарошечных долот типов М (*а*), С (*б*), Т (*в*) и К (*г*):
1 — наружная подрезка; *2* — зуб; *3* — наплавление твердого сплава; *4* — шарошка

Значительной мощностью опорных подшипников обладают дисковые долота (рис. 3.37), габаритные размеры которых на 60—70 % больше, чем подшипники двухшарошечных или трехшарошечных долот. Дисковые долота диаметром 76 и 93 мм относят к долотам режуще-скалывающего типа. Они имеют два рабочих диска, оснащены твердосплавными цилиндрическими зубьями по всему периметру рабочих дисков и монтируются с помощью подшипников качения и скольжения на коленчатой оси, которая крепится к корпусу долота с помощью двух лап. Забой промывают через центральное отверстие, которое на

выходе раздваивается на два канала, направляющих потоки промывочной жидкости к периферийной области забоя.

Лопастные долота для бурения геологоразведочных скважин в мягких породах и породах многолетней мерзлоты с содержанием твердых включений разрушают породу в режиме резания с промывкой или шнековым способом. Их применяют при бурении геологоразведочных, гидрогеологических, инженерно-геологических, сейсморазведочных и технических скважин.

Эффективность лопастных долот обусловливается простотой конструкции, невысокой стоимостью, высокими механическими скоростями бурения и значительным ресурсом.

Область применения и основные конструктивные параметры лопастных долот типа М и МС (рис. 3.38) для бурения с промывкой приведены в табл. 3.40. Номенклатура лопастных долот для шнекового бурения — в табл. 3.41.

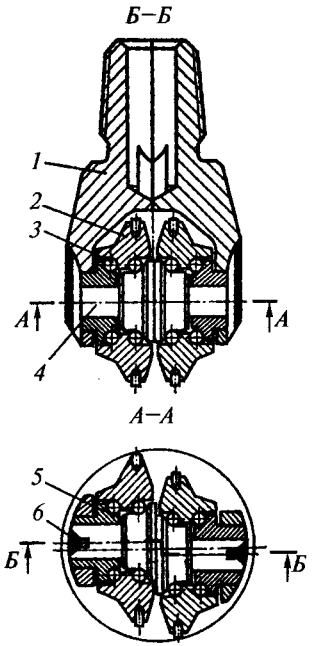


Рис. 3.37. Дисковое долото фрезерного типа:
1 — лапа; *2* — диск; *3* — шариковый подшипник; *4* — эксцентричная ось; *5* — втулка; *6* — шпонка

Лопастные долота для шнекового бурения типа М диаметрами Г5Т и 165 мм ступенчато-выпуклой формы с криволинейными режущими гранями армированы твердосплавными пластинами сечением 4×4 и 3×5 мм. Наличие на лопастях режущих ступенчатых граней криволинейной формы повышает устойчивость и снижает вибрацию шнековой колонны. Расчленение забоя на отдельные зоны разрушения и центральная рассечка позволяют получить высокий ресурс и механическую скорость бурения.

Лопастные долота диаметром 198 мм конусно-выпуклой формы с криволинейными режущими гранями армированы твердосплавными пластинами сечением 3×5 мм. Одна из лопастей выполнена в виде калибрующего сектора. Усиленное вооружение режущих лезвий резцами удлиненной формы дает возможность получить высокую производительность бурения при небольших осевых нагрузках. Твердосплавные пластины установлены в открытых пазах. Калибрующая часть лопастей армирована твердосплавными цилиндрическими или восьмигранными зубками, предохраняющими долото от износа по диаметру.

Лопастные долота типа МС диаметром 151 мм ступенчато-выпуклой формы с конусно-выпуклыми режущими гранями армированы цилиндрическими твердосплавными зубками диаметром 5 мм. Расчленение забоя на отдельные зоны разрушения и центральная рассечка позволяют получить высокий ресурс и высокую механическую ско-

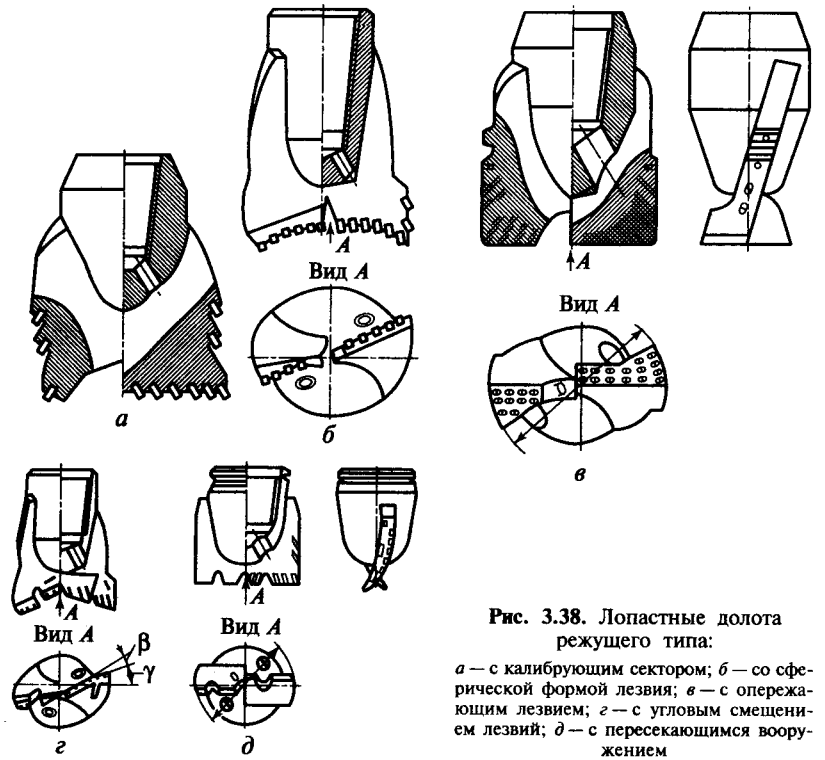


Рис. 3.38. Лопастные долота режущего типа:

а — с калибрующим сектором; *б* — со сферической формой лезвия; *в* — с опережающим лезвием; *г* — с угловым смещением лезвий; *д* — с пересекающимся вооружением

Таблица 3.40. **Основные конструктивные параметры лопастных долот для характерных горных пород**

Тип лопастных долот	Категория по буримости	Характеристика пород	Конструктивные особенности
М	I—IV	Мягкие, в том числе мерзлые и вязкие	Лопасти пикообразной формы, армированы удлиненными твердосплавными пластинами размером 3 × 5 мм, установленными в открытых пазах; усиленное вооружение режущих граней; наличие опережающих лезвий на периферийной части долота; калибрующая часть лопастей армирована твердосплавными цилиндрическими зубками (восьмигранниками); промывочные каналы направлены перпендикулярно к плоскости забоя
МС	I—IV	То же, с содержанием твердых включений	Лопасти пикообразной формы, армированы твердосплавными цилиндрическими зубками (или восьмигранниками) диаметром 5 мм; зубки установлены в теле лопастей; усиленное вооружение калибрующей и периферийной частей лопастей

Таблица 3.41. **Номенклатура выпускаемых долот для шнекового бурения**

Наружный диаметр, мм	Шифр (типоразмер) долота					
	3ДРШ-151М	2ДРШ-165М	3ДРШ-165М	1ДРШ-198М	3ДРШ-151МС	1ДРШ-198МС
151	+				+	
165		+	+			
198				+		+

рость бурения. Расположение калибрующих зубков по винтовой линии дает возможность увеличить механическую скорость бурения и предохранить долото от износа по диаметру.

Лопасти долота типа МС диаметром 198 мм — конусно-выпуклой формы. Одна из лопастей выполнена в виде калибрующего сектора. Конструктивные особенности долота позволяют при бурении улучшить вынос шлама и увеличить механическую скорость при небольших осевых нагрузках. Режущие и калибрующие части лопастей армированы твердосплавными зубками восьмигранной формы. Во избежание скалывания при встрече с твердыми включениями зубки установлены в теле лопастей.

Пикообразные долота (пикобуры) предназначены для бурения в пластичных мягких породах, представленных песчано-глинистыми отложениями, мягкими и вязкими сланцами на глинистом и известковом цементе I—IV категорий

При бескерновом бурении используют различные конструкции пикобуров, изготовляемых в механических мастерских геологоразведочных организаций: пикобур В. П. Новикова, типов ПЦ и ПР.

Пикобур В. П. Новикова представляет собой трубчатый корпус, к которому в три яруса приварены девять трапецеиадальных ребер. На нижнем конце корпуса на резьбе навинчен трехгранный пирамидальный наконечник. Ребра корпуса и пилота армированы пластинчатыми резцами твердого сплава ВК8. Долота типа ПЦ (диаметром 112, 132 и 151 мм) применяют для разбуривания цементных пробок и металлических изделий, подлежащих разрушению после цементирования скважин, долота типа ПР (диаметром 132 и 151 мм) — для расширения ствола скважины в мягких породах с пропластками пород средней твердости. Боковые грани этих долот имеют усиленную наплавку релита.

Параметры режима бурения рассчитывают по этим же зависимостям (3.27), (3.28), (3.31) с учетом значений, приведенных в табл. 3.42.

Шарошечные долота специального назначения применяют в особых геолого-технических условиях, а также при использовании специального бурового оборудования и для выполнения специальных задач при сооружении скважин используют шарошечные буровые долота специального назначения: для гидроударного бурения и бурения с продувкой; шпуровые долота; для направленного бурения и для гидротранспорта шлама. Разрабатываются буровые долота и других типов в связи с развитием новых способов бурения.

Шарошечные долота для гидроударного бурения имеют утопленные опоры, способные выдерживать значительные ударные нагрузки, на-

правляемые забойным двигателем через подшипники опор на шарошки. При использовании серийных шарошечных долот в гидроударном бурении наиболее слабым звеном являются роликовые и шариковые подшипники, которые разрушаются при непродолжительной работе долота на забое. После их разрушения долото полностью становится непригодным в эксплуатации.

Созданные в СКБ «Геотехника» новые долота для гидроударного бурения 4ДГ-115К и 4ДГ-96К имеют утопленные шариковые замковые подшипники, т. е. зазоры между беговыми дорожками на цапфе лапы и на корпусе шарошек больше диаметров шариков на величину допустимого износа. Поэтому шарики воспринимают только усилия, действующие вдоль оси шарошки, а ударные радиальные усилия воспринимаются подшипниками скольжения. У этих долот сближены торцовые поверхности подшипников лап и шарошек, что также позволило усилить передачу ударных нагрузок на твердосплавные зубки шарошек.

Испытания долот 4ДГ-115К и 4ДГ-94К показали их значительное превосходство (на 50—70 %) над серийными шарошечными долотами по проходке и механической скорости. В шарошечных долотах диаметром 76 мм для гидроударного бурения вообще исключен шариковый замковый подшипник и заменен боковыми замковыми штифтами и перекрывающими замковый паз на цапфе лапы, устанавленными в корпусе шарошки.

Шарошечные долота для бурения с продувкой предназначены для сооружения сухих обезвоженных скважин в основном небольшой глубины, а также для бурения скважин в подземных условиях и взрывных скважин на открытых карьерах. Отличительной особенностью этих долот является наличие специальных каналов *1*, направляющих потоки воздуха или газовых смесей через внутреннюю полость лап *2*, далее через расточку *3* в замковом пальце и потом через цапфу лапы *4* во внутреннюю полость шарошки *5*. Нагнетаемый через эти каналы *1* воздух выносит абразивные частицы, проникшие с забоя в опорные подшипники, и охлаждает их, что способствует увеличению долговечности опорных подшипников и повышает работоспособность долота (рис. 3.39).

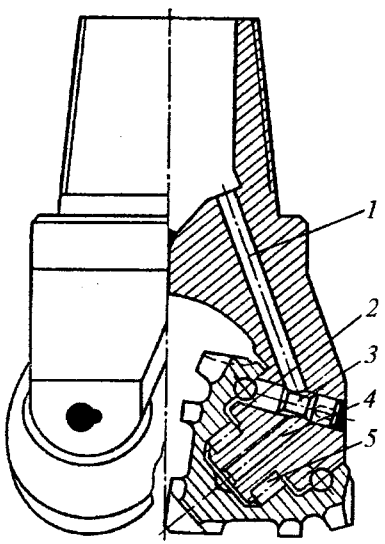


Рис. 3.39. Шарошечное долото для бурения с продувкой

Для лучшей циркуляции воздушного потока в призабойной зоне на боковых гранях лап приваривают боковые косынки, которые закрывают свободное пространство между корпусом долота и шарошками и направляют поток воздуха вниз до забоя.

Шпуровые шарошечные долота используют для бурения шпуров глубиной до 15 м в твердых и крепких породах. В этих условиях наиболее важное значение имеет механическая скорость бурения с использованием долота, поэтому на основных конусах шарошек твердосплавные зубки располагаются в шахматном порядке, угол наклона осей шарошек к оси долота увеличивается до 53° и снижается насыщенность калибрующего вооружения на затылочном конусе.

Шарошечное долото 2Д-59ТК диаметром 59 мм для бурения шпуров разработано в СКБ «Геотехника». Отличительная особенность его — способность сферического замкового подшипника выдерживать значительные осевые динамические нагрузки и вибрации.

Шарошечные долота для направленного бурения предназначены для искусственного искривления скважин. Конструкции таких долот имеют специальное калибрующее вооружение на затылочном конусе шарошек и на периферийных венцах. Это вооружение должно обеспечивать боковое врезание в стенку скважины при проходке через отклонители различных типов, поэтому оно выполнено в виде твердосплавных зубков, максимально уменьшенных диаметров для обеспечения наибольшей насыщенности врезающейся части калибрующих конусов.

Разработанное в СКБ «Геотехника» шарошечное долото диаметром 76 мм для направленного бурения имеет большие габариты шарошек за счет увеличения угла наклона осей шарошек к оси долота и перенасыщенное вооружение на периферийных венцах из твердосплавных зубков размером 4×6 мм, а также термообработанных дисковых перемычек, расположенных между зубками.

Шарошечные долота для гидротранспорта шлама выпускают различных конструкций. Они способны обеспечить получение крупных частиц породы при разрушении забоя, что очень важно для оценки содержания в породе полезных ископаемых. Разработку конструкций таких долот ведут в двух направлениях: при ударном воздействии вооружения на забой и при ударно-скалывающем воздействии. В первом случае создаются шарошечные долота, у которых шарошки оснащены высокими твердосплавными зубками с клиновидной рабочей поверхностью, во втором — комбинированные шарошечно-дисковые долота, у которых конструкция состоит из одной вертикальной шарошки, обрабатывающей периферийный участок забоя и наружный диаметр скважины, и другой дисковой фрезерующей шарошки, расположенной с противоположной стороны и разрушающей поверхность забоя со сколом крупных частиц породы.

Шарошечные калибраторы и расширители предназначены для калибрования ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, центрирования и улучшения условий работы долота, предохранения его от износа. Кроме того, калибраторы увеличивают жесткость компоновки нижней части бурильной колонны, предохраняя ствол скважины от искривления.

Для калибровки диаметра скважины при геологоразведочном бурении в основном применяют шарошечные расширители кольцевого типа

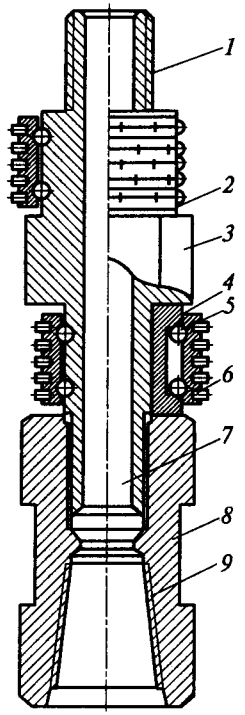


Рис. 3.40. Шарошечный калибратор:

1 — резьба для соединения с буровой колонной; *2* и *8* — специальные пазы для свинчивания и развинчивания; *3* — корпус; *4* — кольцевые шарошки; *5* — твердосплавные цилиндрические зубки со сферической рабочей поверхностью; *6* — эксцентричные промежуточные втулки; *7* — центральный канал для прохода промывочной жидкости в долото; *9* — резьба для соединения с долотом

(рис. 3.40). Шарошки таких расширителей имеют форму, позволяющую охватывать корпус по наружному диаметру. Кольцевые шарошки снабжены твердосплавными цилиндрическими зубками со сферической рабочей поверхностью, которые располагаются по наружному диаметру, а на внутреннем диаметре находятся опорные подшипники. Кольцевые шарошки с помощью подшипников монтируются на эксцентричных промежуточных втулках.

На корпусе калибратора имеется резьба для соединения с долотом и бурильной колонной. В центре корпуса проходит центральный канал для подачи промывочной жидкости в долото. В верхней и нижней частях корпуса калибратора имеются специальные пазы для свинчивания и развинчивания. Эксцентричные втулки, на которых монтируются кольцевые шарошки, располагаются на корпусе таким образом, что смещение центральной оси шарошки происходит через 120°.

Цилиндрические твердосплавные зубки со сферической рабочей поверхностью размещены по наружному диаметру в шахматном порядке и обеспечивают равномерное разрушение выступов на стенках скважины. Отдельные шарошки имеют сплошной стальной сектор под углом 15—20°, располагающийся на уровне верхних рабочих площадок твердосплавных зубков. Такой сектор обеспечивает ликвидацию всех шероховатостей, которые остаются после работы ударных сферических поверхностей твердосплавных зубков.

На нижнем венце зубков каждой кольцевой шарошки создается небольшой заходный угол, равный 5—10°, для обеспечения нормальной работы калибратора при значительном уменьшении диаметра. Твердосплавные зубки на этих венцах располагаются под небольшим углом к горизонтальной плоскости.

Выпускаются шарошечные расширители, позволяющие разбуривать скважины с одного диаметра на другой. Один шарошечный калибратор обеспечивает работу 10—20 шарошечных долот при бурении скважин в твердых абразивных породах. Шарошки таких расширителей располагаются ступенчато. Обычно компоновка их состоит из двух шарошек, расположенных друг против друга и разбуривающих одну ступень забоя (уступ). Многоступенчатые расширители применяют для разбуривания скважин больших диаметров.

3.7. Технология бескернового бурения

При бескерновом бурении геологоразведочных скважин буровой инструмент состоит из долота, колонны утяжеленных бурильных труб (УБТ) и бурильной колонны.

Технология бескернового бурения может быть реализована различными видами долот: шарошечными, дисковыми фрезерного типа, лопастными режущего действия и долотами специального назначения. При бурении геологоразведочных скважин наиболее широко используют шарошечные долота. При этом в абразивных породах необходимо калибровать стенки скважины по диаметру путем использования калибраторов шарошечного типа, обеспечивающих сохранность диаметра ствола с минимальным искривлением.

Диаметр долота выбирается в соответствии с запроектированной конструкцией скважины, а тип долота — в зависимости от физико-механических свойств горных пород. Применение шарошечных и лопастных долот отражено в табл. 3.39 и 3.40.

Задачу выбора типа долота для разбуривания конкретной горной породы или пачки пород ВНИИБТ предлагает решить с учетом твердости и абразивности пород с помощью специальной классификационной таблицы, изображенной на рис. 3.41. В ней на основании обобщения опыта отработки долот в различных районах эталонными точками помечены сочетания категорий твердости ($K_т$) и абразивности ($K_а$) пород, для разрушения которых наиболее подходят существующие типы шарошечных долот.

Если требуется выбрать тип долота для разбуривания пород с различными механическими свойствами, то необходимо определить сред-

Рис. 3.41. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

невзвешенные значения категорий твердости и абразивности, соответственно:

$$K_т = \frac{\sum_{i=1}^{n} K_{т(i)} m_i}{M}, \quad (3.24)$$

$$K_а = \frac{\sum_{i=1}^{n} K_{а(i)} m_i}{M}, \quad (3.25)$$

где $K_{т(i)}$ и $K_{а(i)}$ — соответственно категории твердости и абразивности пород i-й разновидности; m_i — мощность i-го прослоя породы; М — мощность выделенного слоя породы.

Например, из рис. 3.41 видно, что расчетная точка Д с координатами 6,6 и 5,4 наиболее близко расположена к эталонной точке, соответствующей долоту типа Т3, ТК3 (для разбуривания твердых абразивных, твердых абразивных с пропластками крепких пород).

Диаметр УБТ принимается по рекомендациям, указанным ниже

Диаметр долота, мм	Рекомендуемый диаметр УБТ, мм
93	73
112	89
132	108
151	127
161	127, 146
190	146

Длина колонны УБТ (в м) $L_у$ определяют после вычисления осевой нагрузки на долото по формуле

$$L_у = \frac{kP_д}{q_у\left(1 - \frac{\rho}{\rho_м}\right)\cos\Theta}, \quad (3.26)$$

где $k = 1{,}25$ — коэффициент увеличения веса колонны УБТ относительно осевой нагрузки на долото $P_д$; $q_у$ — масса 1 м УБТ, кг; ρ и $\rho_м$ — плотность соответственно очистного агента и материала труб; Θ — зенитный угол, град.

Технологический режим бескернового бурения определяют следующими основными параметрами: осевой нагрузкой на долото, частотой его вращения и расходом промывочной жидкости.

Осевую нагрузку желательно подбирать таким образом, чтобы разрушение горной породы осуществлялось в режиме объемного разрушения. Этот параметр для шарошечных и лопастных долот определяют по формуле

$$P_д = P_{уд} D, \quad (3.27)$$

где $P_{уд}$ — удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, кН; D — диаметр долота, см.

При бурении алмазными долотами $P_{а.д}$ определяют из выражения

$$P_{а.д} = P_{уд} S, \quad (3.28)$$

где $P_{уд}$ — удельная нагрузка, принимаемая для однослойных долот $P_{уд} = (0{,}5—0{,}7) \cdot 10^4$ кН/м^2; для импрегнированных $P_{уд} = (0{,}75—1{,}2) \cdot 10^4$ кН/м^2.

Значения удельных осевых нагрузок, приведенные в табл. 3.42, представлены на основании опыта бурения скважин и экспериментальных исследований.

Таблица 3.42. **Рекомендуемые значения параметров режима бурения**

Долото	Параметры режима бурения	
	удельная нагрузка на 1 см диаметра долота $P_{уд}$, кН	окружная скорость долота $v_о$, м/с
Лопастные	0,6—0,9	0,8—1,6
Пикобуры	0,45—0,95	0,6—1,2
Трехшарошечные:		
М и ГМ	2,0	0,8—1,2
С и СТ	2,0—2,4	1,0—1,2
Т и ТК	2,4—3,0	0,6—1,0
К (штыревые)	3,0—4,0	0,6—0,8

Верхние пределы $P_{уд}$ следует выбирать для более твердых пород. При бурении трещиноватых, неоднородных по структуре и твердости, а также пластичных пород осевую нагрузку следует уменьшать на 25—30 % по сравнению с бурением аналогичных монолитных пород.

С учетом твердости пород минимальную осевую нагрузку на долото, обеспечивающую объемное разрушение, определяют по формуле

$$P_д = k_{заб} P_ш S_к, \quad (3.29)$$

где $k_{заб}$ — коэффициент, учитывающий влияние факторов, действующих в реальных условиях бурения, и изменяющийся от 0,3 до 1,6 (наиболее часто $k_{заб} = 0{,}4—0{,}7$); $P_ш$ — твердость породы, определенная при статическом вдавливании штампа в атмосферных условиях; $S_к$ — площадь контакта зубьев долота с забоем, которую приближенно можно вычислить из выражения

$$S_к = 1{,}3 D k_п b, \quad (3.30)$$

где 1,3 — опытный коэффициент, учитывающий фактическую среднюю площадь контакта при нулевом погружении зубьев; $k_п$ — коэффициент перекрытия забоя зубьями долота, для долот с многоконусными шарошками со смещенными осями $k_п = 0{,}7—1{,}2$, с одноконусными без смещения $k_п = 1{,}5—1{,}9$.

Формула (3.29) позволяет получить лишь ориентировочное значение $P_д$, поскольку не учитывает работоспособность опор и вооруже-

ние долот в зависимости от частоты вращения. Если $P_ш$ и $k_{заб}$ неизвестны, то $P_д$ для шарошечных долот $D \geq 190$ мм можно практически определить по удельной нагрузке $P_{уд}$ (в кН/мм). Ниже приведены рекомендуемые значения $P_{уд}$ для долот диаметром $D \geq 190$ мм.

Горные породы	$P_{уд}$, кН/мм
Весьма мягкие	<0,2
Мягкие и среднемягкие, а также мягкие породы с прослойками пород средней твердости и твердых	0,2—0,5
Породы средней твердости с прослойками твердых	0,5—1,0
Твердые породы	1,0—1,5
Крепкие и очень крепкие породы	≥1,5

Примечания: 1. С уменьшением D эти величины снижаются и для 140-мм долот они ниже примерно в 1,5—2 раза. 2. Наибольшая $P_{уд}$ лимитируется прочностью вооружения долота и подшипников.

Частоту вращения долота (в мин$^{-1}$) рассчитывают по величине принятой окружной скорости долота ω:

$$n = \frac{60 v_o}{\pi D}. \qquad (3.31)$$

При выборе значений окружной скорости долота необходимо учитывать абразивность и трещиноватость пород. В трещиноватых и сильно абразивных породах, а также при значительных глубинах следует принимать нижние пределы v_o (см. табл. 3.42).

Частоту вращения выбирают также с учетом мощности бурового оборудования и прочности бурильной колонны, чтобы обеспечивать интенсивное вращение долота при проходке вязких пород. При бурении вязких глин и глинистых сланцев, когда необходим большой крутящий момент, частота вращения снижается до минимума, а при бурении сыпучих пород типа галечников — увеличивается. Частота вращения может быть максимальной при бурении песчаников, поскольку в этом случае сопротивление породы вращению долота будет незначительным.

Частоту вращения алмазного долота определяют исходя из значений критической окружной скорости долота, которая для алмазных долот геологоразведочного стандарта составляет 1,0—1,6 м/с.

Требуемый расход промывочной жидкости (при прямой циркуляции) рассчитывают (в м^3/с) по формуле

$$Q = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) v_в, \qquad (3.32)$$

где D и d — соответственно диаметр скважины и наружный диаметр бурильных труб, м; $v_в$ — скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/с. Ниже приведены рекомендуемые рациональные пределы скоростей восходящего потока в зависимости от вида породоразрушающего инструмента.

Вид породоразрушающего инструмента	$v_в$, м/с
Лопастные долота, пикобуры	0,6—0,8
Трехшарошечные долота:	
М и МГ	0,6—0,8
С и СТ	0,6—0,8/0,6—1,0
Т и ТК	0,4—0,6/0,6—0,8
К	0,4—0,6

Вынос крупного шлама обеспечивается при промывке скважины глинистым раствором. Особенно осторожно следует вести бурение в липких вязких породах, когда происходит налипание породы на долото и начинают образовываться сальники. При этом необходимо увеличить расход промывочной жидкости, снизить до минимума осевую нагрузку и частоту вращения.

При бескерновом бурении основными признаками, указывающими на необходимость подъема долота, являются:

✓ резкое снижение механической скорости бурения или полное прекращение углубки из-за заклинивания опор шарошек или полного износа долота;

✓ устойчивое снижение скорости бурения по однородным породам по причине износа вооружения шарошек.

Шарошечные долота снимают с эксплуатации, если тавердосплавные зубки изношены более чем на 80 % или зубья шарошек изношены на 2/3 их высоты, люфты шарошек достигают для долот диаметром 59 и 76 мм более 4 мм, диаметром 93 мм — более 5 мм, диаметром 112 и 132 мм — более 6 мм и диаметром 151 мм — более 7 мм; вершины шарошек полностью изношены; износ по диаметру более 3 мм.

Критериями снятия с эксплуатации дисковых и лопастных долот являются предельные значения износа, вызывающие снижение механической скорости бурения (табл. 3.43).

Таблица 3.43. **Значения износа дисковых и лопастных долот, вызывающих снижение механической скорости**

Критерии износа	Дисковые долота	Лопастные долота	
		Геологоразведочные скважины	Скважины другого назначения
Наружный диаметр долот, мм	3,0	3,0	10,0
Износ вооружения, %	50	70	75
Люфт опор, мм	2,5	—	—

3.8. Объемное упрочение породоразрушающего инструмента

В настоящее время разработаны способы модификации свойств твердых сплавов и композиционных алмазосодержащих материалов, которые позволяют производить объемное упрочнение этих материалов за счет изменения их физико-механических характеристик. К таким

методам относят криогенную обработку (при низких отрицательных температурах), радиационное облучение малыми дозами гамма-квантов или их комплексное воздействие. Технология криогенной обработки породоразрушающего инструмента разработана в Томском политехническом университете (С. Я. Рябчиков, А. П. Мамонтов).

Криогенная обработка инструмента — это способ термической обработки, достигаемый путем «ударного» охлаждения изделий или образцов материалов при быстром погружении их в среду жидкости с низкой отрицательной температурой (от –150 до –269 °С). Самой доступной и дешевой жидкостью с глубокой отрицательной температурой является жидкий азот, поэтому его широко применяют в криогенных технологиях, в том числе и при упрочнении породоразрушающего инструмента. Технический жидкий азот (ГОСТ 92193—74) — это бесцветная жидкость с температурой кипения при атмосферном давлении –196 °С и плотностью 0,8 г/см^3 с содержанием кислорода не более 3 %. В чистом виде он не взрывоопасен. Транспортировку жидкого азота необходимо проводить в сосудах Дьюара типа АСД или ЦСД емкостью от 15 до 100 л.

Обработку породоразрушающего инструмента производят в криостатах. Небольшие партии инструмента можно обрабатывать в металлических пищевых термосах и в лабораторных сосудах Дьюара. Поступивший для термообработки инструмент подвергают очистке от консервирующей смазки и обезжириванию с помощью щелочных (моющих) растворов, керосина или уайт-спирита, температура которых должна быть не менее 50 °С. Коронки в азоте выдерживаются 10—15 мин, а шарошечные долота — 20—25 мин. При испарении жидкого азота содержание кислорода в нем увеличивается. Образующаяся при этом азотно-кислородная смесь с содержанием кислорода более 30 % при контакте с органическими (горючими) соединениями или открытым огнем, а также при ударе может взорваться, поэтому использовать ее запрещается. Содержание кислорода в жидком азоте определяют прибором Лемпеля типа ПАК-3.

Производственные испытания термообработанных алмазных коронок различных типов показали, что износостойкость их увеличивается на 10—30 %. Износостойкость твердосплавных коронок и механическая скорость бурения ими увеличиваются до 40 и 30 % соответственно. Причем с увеличением твердости пород эффективность бурения термообработанными твердосплавными коронками существенно возрастает.

Более сложная конструкция шарошечных долот, наличие смазки в опорах вызывают дополнительные требования к технологии криогенной обработки. Испытания твердосплавных шарошечных долот малого диаметра (46—76 мм) показали, что термообработка их позволяет увеличить ресурс на 22,5 %, а механическую скорость бурения — на 5,1 %. Износостойкость термообработанных долот большого диаметра (146—295 мм) позволила увеличить их ресурс до 30 %, а скорость бурения — до 17 %. При этом износ вооружения и опорных элементов у обработанных долот оказался меньше в 1,5—5 раз. Скол зубков у опытных долот составил от 10 до 30 %, а у серийных достигал 100 %.

Радиационное облучение является одним из видов упрочнения породоразрушающего инструмента. В основе радиационной технологии лежит эффект упорядочения структуры несовершенных кристаллов малыми дозами гамма-квантов или электронов, когда слабое воздействие ионизирующего излучения вызывает существенную перестройку их и соответственно улучшение ряда физических свойств. Такое облучение не вызывает остаточной радиации и поэтому технология работ безопасна.

Радиационная обработка алмазных и твердосплавных коронок производилась в Томском политехническом институте на излучателе гамма-квантов «Исследователь-1» и линейном ускорителе ЭЛУ-4.

Производственные испытания обработанных алмазных коронок показали, что радиационное облучение их малыми дозами гамма-квантов заметно повысило технико-экономические показатели бурения скважин. Лучшие показатели получены для коронок типа 01А3СВ60-30, 01А3Д60К40, К-01: проходка на коронку увеличилась на 42—51 %, а механическая скорость бурения для коронок различных типов повысилась от 12,3 до 44,4 %. В меньшей степени, как и при криогенной обработке, повысились проходка на коронку и механическая скорость при бурении импрегнированными коронками, что свидетельствует о более совершенной структуре их композита, которая изначально определяет более высокие прочностные свойства этих коронок.

Испытания твердосплавных коронок типа СА4-76, облученных малыми дозами гамма-квантов, проводились в ПГО «Запсибгеология» при бурении плановых скважин глубиной до 300 м (15 коронок облученных гамма-квантами и 15 — базовых). Горные породы были представлены песчаниками VII—VIII категорий по буримости. Бурение скважин осуществлялось с применением буровой установки УКБ-4П. Испытания показали, что проходка на опытную коронку при бурении скважин в породах VII категории увеличилась на 68 % (с 4,7 до 7,9 м), а при бурении в породах VIII категории — на 75 % (с 2,6 до 4,5 м); механическая скорость бурения возросла соответственно на 28 и 42 %.

В процессе испытаний после каждого рейса производился визуальный осмотр коронок и анализ поверхности штабиков с использованием бинокулярной лупы, который показал, что в процессе отработки твердосплавные резцы, припаянные к стальным штабикам, более интенсивно разрушены у базовых коронок. Здесь наблюдается большее количество трещин, сколов, деформаций. После отработки твердосплавные резцы на базовых коронках были разрушены практически полностью. На коронках, облученных малыми дозами гамма-квантов, после полной отработки, как правило, на каждом штабике имеются еще ненарушенные отдельные участки твердосплавных резцов. Это свидетельствует о том, что в процессе облучения происходит не только упрочнение твердосплавных резцов, но улучшаются и адгезионные свойства паяльных швов, что, в свою очередь, способствует увеличе-

нию работоспособного периода каждого резца, повышению ресурса коронки в целом, увеличению механической скорости бурения и проходки за рейс.

Комплексная криогенно-радиационная обработка алмазного инструмента наряду с положительным эффектом снижает некоторые прочностные характеристики матрицы. Так, криогенная обработка повышает ее хрупкость, а облучение малыми дозами гамма-квантов приводит к снижению микротвердости. Для сохранения полученного при криогенной обработке положительного эффекта (повышение микротвердости и жесткости) необходимо снизить хрупкость матрицы, повысить ее пластичность (величину деформации) при сохранении или незначительном понижении твердости.

Эта проблема решается путем комплексной криогенно-радиационной обработки инструмента. Испытания показали, что такая обработка алмазных коронок дает значительно больший эффект по сравнению с одной криогенной обработкой при облучении малыми дозами гамма-квантов.

Литература

1. *Афанасьев И. С.* Справочник по бурению геологоразведочных скважин/Г. А. Блинов, П. П. Пономарев, А. И. Кукес и др.— СПб.: ООО «Недра», 2000.— 712 с.
2. *Власюк В. И.* Новые технологии в создании и использовании алмазного породоразрушающего инструмента/Ю. Е. Будюков, Л. К. Горшков, А. И. Осецкий и др.— М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2002.— 140 с.
3. *Калинин А. Г.* Разведочное бурение/О. В. Ошкордин, В. М. Питерский, Н. В. Соловьев//Учеб. для вузов.— М.: Изд-во «Недра», 2002.— 748 с.
4. *Калинин А. Г.* Технология бурения разведочных скважин/В. И. Власюк, О. В. Ошкордин, Р. М. Скрябин//Учеб. пособ.— М.: Изд-во «Техника», ТУМА ГРУПП, 2004.— 528 с.
5. *Пономарев П. П.* Технические средства и технологии отбора керна высокого качества при бурении скважин/В. А. Каулин, В. И. Власюк//Техника, технология и организация геологоразведочных работ. Обзор. информ. Вып. 2.— М.: ЗАО «Геоинформцентр», 2003.— 116 с.

ГЛАВА 4
БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

4.1. Буровые установки

Назначение, классификация и требования, предъявляемые к буровым установкам

Процесс бурения скважин осуществляется с помощью бурового оборудования, представляющего собой сложный комплекс машин, механизмов и силового привода. В современных условиях бурения скважин принято различать понятия «буровая установка», «буровой агрегат» и «буровой станок».

Буровая установка — это комплекс наземных сооружений, бурового и энергетического оборудования, необходимых для бурения скважин.

Состав буровой установки:

✓ узлы, механизмы и сооружения для спуска, наращивания и подъема бурильных колонн и для спуска обсадных труб;

✓ узлы и механизмы для вращения и подачи инструмента;

✓ механизмы, приспособления и инструмент для механизации спуско-подъемных операций;

✓ оборудование для промывки (продувки) скважины, приготовления и очистки промывочной жидкости от шлама (при вращательном бурении);

✓ силовой привод для приведения в действие буровых машин и механизмов.

Буровой агрегат — комплекс основных машин и механизмов, включающий буровой станок, приводной двигатель с пусковым устройством, трансмиссию, буровой насос с приводом, необходимым для бурения скважины.

Буровой станок, входящий в комплект буровой установки разведочного бурения, представляет собой машину, с помощью которой выполняются спуско-подъемные операции, вращается в скважине буровой инструмент и осуществляется его подача, обеспечивающая продвижение забоя. В состав бурового станка входят вращатель, лебедка, механизм подачи и коробка передач.

Буровая установка должна соответствовать климатическим, геологическим и дорожным условиям, запроектированной конструкции скважины и целям бурения. Создание новых буровых установок обя-

зательно должно учитывать экономические, социальные, технические, эксплуатационные, технологические и специальные требования.

Экономические требования включают процесс эксплуатации буровых машин и систем оборудования и процесс их производства. Непременное условие выполнения экономических требований — обеспечение минимальных расходов, связанных с процессом создания новой буровой техники и изготовлением ее в заводских условиях.

Одним их важнейших экономических требований при изготовлении машин является снижение возможной массы машин, что связано с общегосударственной задачей экономии металла и снижением стоимости изготовления машин.

Социальные требования заключаются в обеспечении максимальной безопасности, легкости управления и создании нормальных условий труда для обслуживающего персонала, исключении возможности поражения рабочих электрическим током, устройством всевозможных средств сигнализации при производстве работ.

В целях обеспечения безопасности обслуживания вращающихся деталей устанавливают защитные ограждения, которые исключают возможность поражения рабочих электрическим током и др.

Социальные требования при проектировании буровых машин и механизмов должны рассматриваться как обязательные, так как условия труда рабочих относятся к одним из самых тяжелых и опасных, особенно при бурении скважин в подземных условиях.

Технические требования основаны на последних достижениях и тенденциях развития отечественного и зарубежного машиностроения. Основные параметры должны быть не ниже стандартов мирового уровня.

Буровые машины должны иметь высокую прочность, надежность, энерговооруженность, коэффициент полезного действия и минимальные энергозатраты. При создании машин должны быть заложены предпосылки увеличения степени их использования за счет повышения надежности, предусмотрены резервы их дальнейшего конструктивного совершенствования.

Технологические требования определяют затраты труда и средств при изготовлении буровых машин и механизмов. К ним относят: максимальное применение в конструкции стандартных деталей; рациональный выбор материала и способа получения заготовок с целью экономии материала при наибольшем коэффициенте использования; максимальное уменьшение числа деталей и упрощение кинематической схемы (простота конструкции машин); правильный выбор посадок и допусков, что обеспечивает точное взаимодействие деталей при эксплуатации.

Специальные требования определяются специфическими условиями работы буровых машин и механизмов. Машины и механизмы буровых установок должны состоять из транспортабельных, легко монтируемых и демонтируемых узлов с учетом условий доставки их к месту бурения. Корпуса машин и все их узлы и детали должны иметь высокую механическую прочность и антикоррозионное покрытие.

При бурении скважин в шахтах электрооборудование буровых машин должно иметь взрывобезопасное исполнение. В конструкциях машин нельзя применять легковоспламеняющиеся материалы.

В связи с многообразными условиями бурения разработаны параметрические ряды установок для бурения: на твердые полезные ископаемые (ГОСТ 29233—91); гидрогеологических скважин (ГОСТ 28802—90); геофизических и структурно-поисковых скважин (ГОСТ 16151—82).

Все известные отечественные буровые установки геологоразведочного бурения подразделяют на стационарные, самоходные и установки для бурения в подземных условиях.

Стационарными буровыми установками называют установки, не имеющие собственной транспортной базы и перемещаемые блоками с использованием универсальных транспортных средств. Предусмотрены модификации блочных и разборных буровых установок.

Блочные установки состоят из отдельных блоков (блока вращателя, лебедки, насосов и т. п.) и используются для бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Разборные установки применяют для бурения скважин в районах труднодоступных, а также для бурения скважин из подземных горных выработок.

Шпиндельный вращатель находит наибольшее применение в установках для алмазного бурения скважин малого диаметра в геологических разрезах, представленных твердыми и средней твердости горными породами. Его преимущества — компактность и простота конструктивной увязки шпинделя с механизмом подачи и, как следствие этого, возможность бурения под различными углами к горизонту. Технологические возможности шпиндельного вращателя полностью удовлетворяют требованиям колонкового бурения в твердых породах: наращивание бурильных колонн без отрыва снаряда от забоя повышает ресурс алмазных коронок и увеличивает выход керна; незначительные затраты рабочего времени на перекрепление патронов и наращивание снаряда увеличивает скорость бурения. Основной недостаток шпиндельного вращателя — небольшая длина хода подачи (0,5—0,6 м). Необходимость частых перекреплений патронов при бурении мягких горных пород существенно снижает скорость бурения и уменьшает процент выхода керна.

Шпиндельный буровой станок СКБ-4 предназначен для бурения скважин глубиной до 500 м (рис. 4.1) — станок моноблочной компоновки с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента. На станине собраны электродвигатель, коробка передач со сцеплением от автомобиля ЗИЛ-131, раздаточная коробка с закрепленным на ее фланце вращателем, лебедка, тормоза спуска и подъема, маслонасос с индивидуальным электроприводом, пульт управления гидросистемой, маслобак, ручной маслонасос и цилиндр перемещения станка с гидрозамком. Станина установлена на раме, которая является основанием станка, соединяющимся с основанием буровой установки или каким-либо другим фундаментом с помощью анкерных болтов.

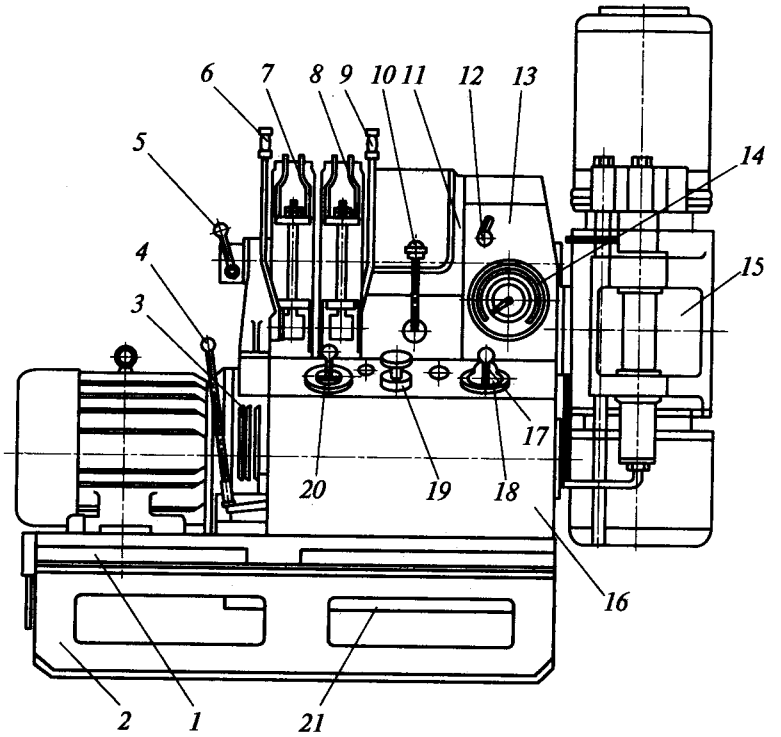


Рис. 4.1. Буровой станок СКБ-4:

1 — станина; *2* — рама; *3* — сцепление; *4* — рукоятка сцепления; *5* — рукоятка включения лебедки; *6, 9* — рычаги тормозов подъема и спуска; *7, 8* — тормоза подъема и спуска; *10* — рычаг коробки передач; *11* — лебедка; *12* — рукоятка раздаточной коробки; *13* — трансмиссия; *14* — указатель давления; *15* — вращатель; *16* — гидросистема станка с автоперехватом; *17* — дроссель; *18* — прибор управления; *19* — регулятор подачи; *20* — распределитель; *21* — цилиндр перемещения станка

Техническая характеристика станка СКБ-4:

Глубина бурения, м:	
твердосплавными коронками диаметром 93 мм	300
алмазными коронками диаметром 59 и 46 мм	500 и 700
Начальный диаметр бурения, мм	151
Диаметр бурильных труб, мм	55—54; 50—42
Угол бурения к горизонту, град.	60—90
Подача инструмента на забой	Гидравлическая
Ход шпинделя, мм	400
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$:	
правое вращение	155, 280, 390, 435, 640, 710, 1100, 1600
левое вращение	90, 228

Наибольшее усилие подачи шпинделя, даН:	
вниз	4000
вверх	6000
Грузоподъемность лебедки на прямом канате на 1-й скорости (даН) не более	2500
Максимальный размер свечи, м	9
Промывочный насос	НБ3-120/40
Приводной двигатель станка	А02-71-4
Мощность двигателя, кВт	22

Для бурения скважин на те же глубины ОАО «Алтайгеомаш» выпускает *буровой станок СКБ-45*, обеспечивающий бурение геологоразведочных скважин на наиболее выгодных режимах алмазными и твердосплавными коронками, чему способствует широкий диапазон скоростей вращения шпинделя.

Техническая характеристика станка СКБ-45:

Глубина бурения номинальная, м:	
твердосплавными коронками диаметром 93 мм	300
алмазными коронками диаметром 59 и 46 мм	500 и 700
Грузоподъемность лебедки, кН:	
на прямом канате	25
с 2-струнной оснасткой	50
Диаметр бурения начальный, мм	151
Диаметр ведущей трубы, мм	54 или 63,5
Диаметр бурильных труб, мм	42, 50, 54
Диапазон углов наклона вращателя к горизонту, град.	0—90
Подача инструмента на забой	Гидравлическая
Перехват рабочей штанги	Автоматический
Ход шпинделя, мм	600
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$:	
правое вращение	500, 641, 734 1000, 1470
левое вращение	104, 208
Усилие подачи шпинделя, кН:	
вверх	60
вниз	40
Скорость подачи шпинделя, м/с:	
вверх	1,17
вниз	1,56
Скорость подъема бурового снаряда, м/с:	
на прямом конце	4,5
с 2-струнной оснасткой	2,25
Привод станка:	
электродвигатель	4АМ180S4
мощность двигателя, кВт	22

Буровой станок СКБ-5 используют для бурения скважин глубиной до 800 м вертикальных и наклонных на твердые полезные ископаемые. Конструктивные его особенности следующие:

✓ широкий диапазон регулирования частоты вращения шпинделя и барабана лебедки; автоматический перехват бурового снаряда в процессе бурения без остановки вращения;

✓ возможность применения высокопроизводительного гидроударного бурения и извлечения керна съемным керноприемником;

✓ высокая оснащенность станка контрольно-измерительной аппаратурой;

✓ полное соответствие требованиям техники безопасности;

✓ соответствие современным требованиям промышленной эстетики и эргономики.

Техническая характеристика станка СКБ-5:

Глубина бурения бурильными трубами, м:	
стальными диаметром 68 мм	500
стальными диаметром 50 мм	800
легкосплавными диаметром 54 мм	1200
Начальный диаметр бурения, мм	151
Конечный диаметр бурения, мм:	
при глубине скважины 500 м	93
при глубине скважины 800—1200 м	59
Частота вращения шпинделя (прямой и обратный ход), мин$^{-1}$	120; 257; 340; 407; 539; 715 1130, 1500
Частота вращения шпинделя при установке съемного редуктора для гидроударного бурения (прямой и обратный ход), мин$^{-1}$	19; 40; 53; 63,5; 84; 111; 176; 234
Максимальная грузоподъемность лебедки, кН	41,2
Мощность приводного электродвигателя, кВт	30

Буровой станок СКБ-7 используют для бурения скважин на глубину до 2000 м (рис. 4.2).

Буровой станок СКБ-7 имеет конструктивное решение с моноблочной компоновкой, продольным расположением лебедки и групповым приводом механизмов вращения лебедки.

Техническая характеристика станка СКБ-7:

Привод:	
тип	РЭП
мощность, кВт	70
Лебедка:	
тяговое усилие максимальное, кН	50,0
скорость навивки каната на барабан, м/с:	
максимальная	7,8
минимальная	0,4
регулирование скорости намотки	Плавное
Вращатель:	
крутящий момент, максимальный, даН · м	110
частота вращения шпинделя:	
диапазон, мин$^{-1}$	0—1500
регулирование	Плавное
усилие подачи шпинделя, кН:	
вверх	150
вниз	120
диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	75
длина хода подачи, мм	600
Дополнительные устройства:	
гидропатрон	2
автоперехват	Есть

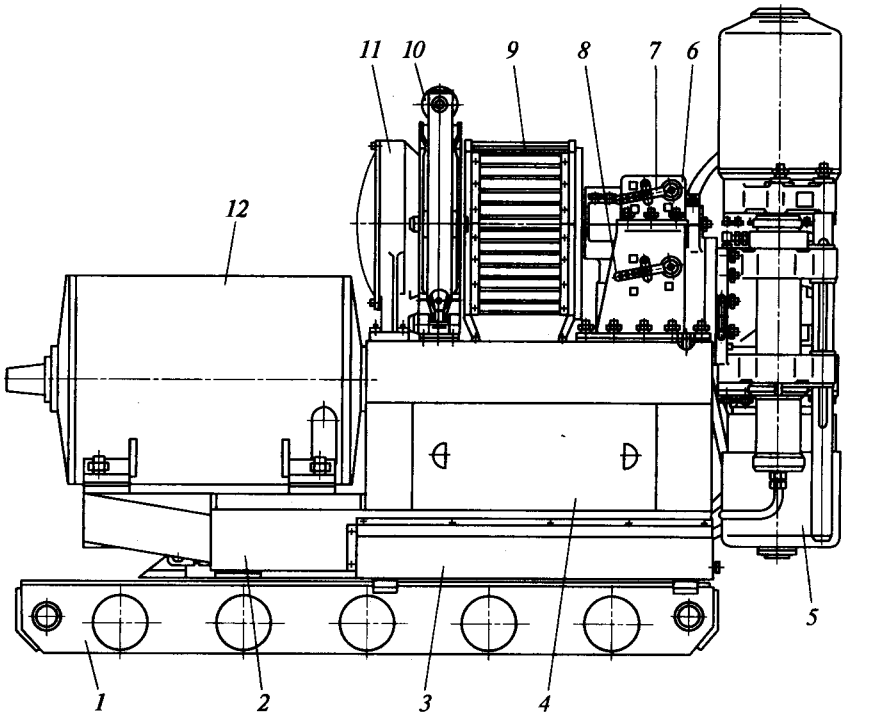


Рис. 4.2. Буровой станок СКБ-7:

1 — рама; *2* — станина; *3* — кожух механизма захвата; *4* — крышка; *5* — вращатель; *6* — раздаточная коробка; *7* — рукоятка включения лебедки; *8* — рукоятка включения вращателя; *9* — ограждение лебедки; *10* — тормоз; *11* — лебедка; *12* — двигатель Д-812

Шпиндельные станки типа ЗИФ (ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР) широко используют для бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Станки прошли ряд модификаций и в настоящее время выпускаются ОАО «Алтайгеомаш». Буровые станки установок ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР показаны на рис. 4.3 и 4.4.

Техническая характеристика станка ЗИФ-650М:

Тип привода	Асинхронный электродвигатель
Мощность, кВт	30
Тяговое усилие лебедки максимальное, кН	35
Скорость навивки каната на барабан, м/с:	
максимальная	6,25
минимальная	0,70
Регулирование навивки	Дискретное
Диапазон углов наклона вращателя, град.	60—90
Крутящий момент, максимальный, даН · м	302

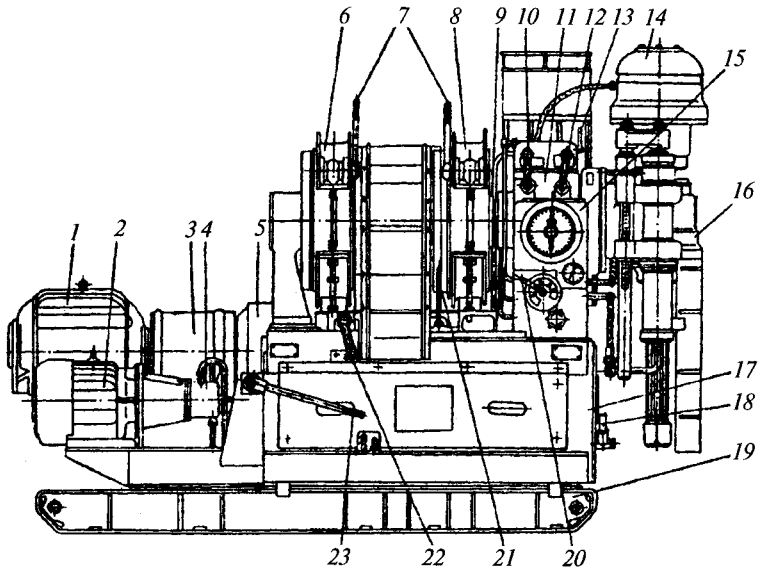


Рис. 4.3. Буровой станок ЗИФ-650М:

1 — электродвигатель станка; *2* — электродвигатель маслонасоса; *3* — соединительная муфта; *4* — маслонасос; *5* — муфта сцепления; *6* — тормоз спуска; *7* — рукоятка управления тормозами; *8* — тормоз подъема; *9* — лебедка; *10* — рукоятка включения лебедки; *11* — коробка скоростей; *12* — рукоятка включения вращателя; *13* — рукоятка крана гидропатрона; *14* — пружинно-гидравлический патрон; *15* — пульт гидравлического управления; *16* — вращатель; *17* — станина; *18* — рукоятка ручного маслонасоса; *19* — рама; *20* — рукоятка управления гидросистемой; *21* — рукоятка переключения скоростей; *22* — рукоятка переключения редуктора; *23* — рукоятка муфты сцепления

Частота вращения шпинделя:	
диапазон, мин$^{-1}$	87—800
регулирование	Дискретное 8 ск.
Усилие подачи шпинделя, кН:	
вверх	88
вниз	66
Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	65
Длина хода подачи, мм	500
Гидропатрон	1
Габаритные размеры, м:	
длина	2,725
ширина	1,180
высота	2,205
Масса станка, кг	2800

Буровой станок ЗИФ-650 предназначен для вращательного бурения вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин на глубину до 800 м.

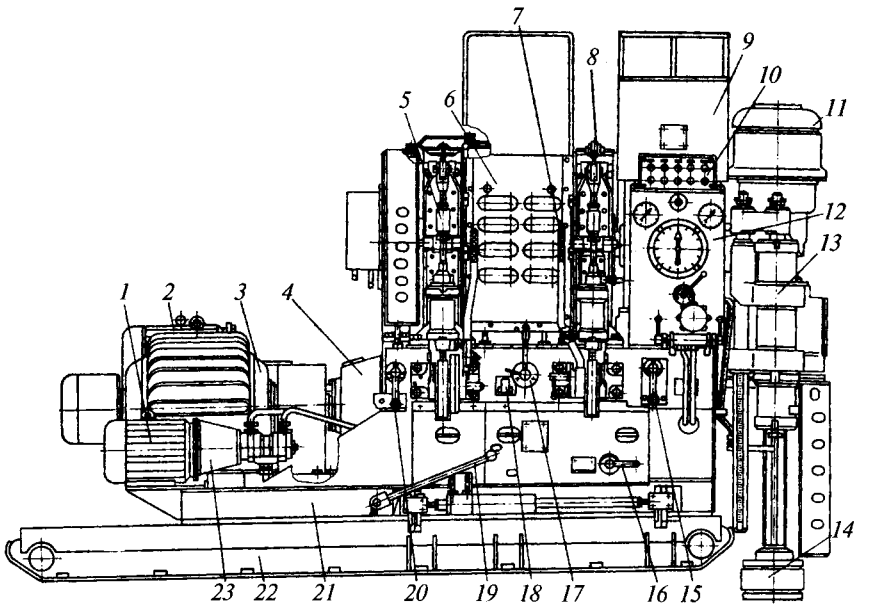


Рис. 4.4. Буровой станок ЗИФ-1200МР:

1 — электродвигатель привода маслонасоса; *2* — электродвигатель аварийного привода; *3* — электродвигатель привода бурового станка; *4* — коробка передач; *5, 8* — тормоза спуска и подъема; *6* — лебедка; *7* — рукоятка ручного управления тормозами; *9* — рабочая площадка; *10* — пульт электроуправления; *11* — пружинно-гидравлический патрон; *12* — пульт гидроуправления; *13* — вращатель; *14* — механический патрон; *15* — рукоятка включения лебедки и вращателя; *16* — рукоятка распределительного крана; *17* — рукоятка переключения скоростей; *18* — конечный выключатель; *19* — рукоятка включения фрикциона; *20* — рукоятка переключения редуктора; *21* — станина; *22* — рама; *23* — маслонасос

Конструктивные особенности станка:

✓ широкий диапазон регулирования числа оборотов шпинделя и барабана лебедки;

✓ пружинно-гидравлический зажимной патрон с дистанционным управлением;

✓ герметично закрытый планетарный редуктор лебедки, работающий в масляной ванне;

✓ автоматическое закрепление станка на раме окончания перемещения;

✓ механизм блокировки или звуковой сигнализатор при переподъеме грузов;

✓ автономный привод маслонасоса гидросистемы;

✓ контрольно-измерительная аппаратура, позволяющая вести бурение в заданных режимах.

Техническая характеристика бурового станка ЗИФ-1200МР:

Глубина бурения, м:	
диаметром 93 мм	1500
диаметром 59 мм	2000
Начальный диаметр скважины, мм	250
Угол наклона вращателя, град.	90—80
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$:	
минимальная	75
максимальная	600
Диаметр бурильных труб, мм	50; 63,5
Длина хода подачи, мм	600
Максимальное усилие подачи, кН:	
вверх	150
вниз	120
Грузоподъемность планетарной лебедки на прямом канате, кН	45
Тип привода	Электродвигатель АК-2-91-6
Мощность, кВт	55
Промывочный насос, тип	НБ4-320/63
Число насосов	2
Габаритные размеры, м:	
длина	3,3
ширина	1,4
высота	2,215
Масса станка, кг	5100

Вращатель станка ЗИФ-1200 оснащен пружинно-гидравлическим патроном с дистанционным управлением, благодаря чему повышается производительность при бурении, устраняется ручной труд и обеспечивается безопасность. Автоматическое перекрепление станка при перемещении по раме, электрическое и гидравлическое управление, сосредоточенные в одном месте, создают большие удобства в работе. Все вращающиеся части станка ограждены защитными щитками. Механизм блокировки предотвращает переподъем подвижного талевого блока. Буровой станок оснащен контрольно-измерительной аппаратурой для контроля параметров бурения.

Буровой станок СКБ-8 с вращателем роторного типа предназначен для бурения вертикальных геологоразведочных скважин на глубину до 3000 м. По желанию заказчика его изготовляют в двух модификациях: для бурения на твердые полезные ископаемые и для структурно-поискового бурения. Основные узлы станка оснащены индивидуальными электроприводами, что позволяет бесступенчато регулировать частоту вращения рабочих органов, а также выполнять агрегат в моноблочной компоновке. Для аварийных случаев (отсутствие электроэнергии) предусмотрена передвижная электростанция. Блок ротора станка через ве-дущую штангу осуществляет вращение колонны труб, а также обес-печивает автоперехват, свинчивание и развинчивание бурильных труб. Контрольно-измерительная аппаратура станка позволяет наблюдать за технологическими параметрами бурения и выбирать наиболее оптимальные. Механизация процессов бурения; контрольно-измерительная аппаратура, устройство дистанционного управления, удобная сборка и разборка позволяют применять СКБ-8 в любых полевых условиях.

Техническая характеристика бурового станка СКБ-8:

Глубина бурения, м:	
диаметром 93 мм	2000
диаметром 59 мм	3000
Начальный диаметр бурения, мм	295
Угол наклона скважины, град.	90
Диаметр бурильных труб, мм:	
ниппельного соединения	50, 54, 69
муфтово-замкового соединения	50, 60,3 63,5 73
для съемных керноприемников	55, 70
Блок ротора:	С бесступенчатым изменением частоты вращения
максимальный крутящий момент, Нм, не менее	1960
диаметр проходного отверстия, мм	135
частота вращения, мин$^{-1}$	60—1200
допускаемая статическая нагрузка, кН	294
приводной электродвигатель	Д-812
мощность двигателя, кВт	75
Блок лебедки:	
лебедка	Планетарная с бесступенчатым изменением скоростей навивки каната

Грузоподъемность на прямом канате, кН:	
номинальная	49,0
максимальная	58, 75
Скорость подъема бурового снаряда, м/с:	
минимальная, не более	0,25
максимальная, не более	2,00
Подача бурового снаряда при бурении	Плавно регулируемая с поддержанием осевой нагрузки на забое в заданных пределах регулятором подачи
Приводной электродвигатель	Д-816
Мощность электродвигателя, кВт, не более	150
Буровые насосы:	
тип	НБ-32
число	2
Главный привод:	
электромашинный, преобразователь с приводным электродвигателем переменного тока	АКЗ-315-4
Мощность приводного двигателя, кВт	132
Генератор постоянного тока	П112
Мощность генератора, кВт	190
Параметры агрегата в модификации для бурения скважин большого диаметра шарошечными долотами:	
начальный диаметр скважин, мм	346
частота вращения стола ротора, $мин^{-1}$	60—600
диаметр проходного отверстия ротора, мм	350
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	345
Максимальный крутящий момент на столе ротора при бурении, Нм, не менее	2940

Установки для бурения скважин в подземных условиях применяют при детальной и особенно эксплуатационной разведке месторождений. Для бурения в подземных условиях используют специализированные буровые станки БСК-2РП и БСК-2РП-В или модификации установок, предназначенных для бурения скважин с поверхности.

Буровые станки БСК-2РП и БСК-2РП-В, предназначенные для бурения алмазными и твердосплавными коронками геологоразведочных скважин различной ориентации глубиной до 100 м из подземных горных выработок, выпущены для замены станков БСК-2М2-100

и БСК-2В-100. Станок БСК-2РП-В применяют для бурения скважин из взрывоопасных выработок. Мощность приводных двигателей станков БСК-2РП и БСК-2РП-В увеличена до 11 кВт, а ступени изменения частоты вращения бурового инструмента обеспечивают более рациональное использование мощности привода. Кроме того, станки имеют меньшую длину, что регламентируется размерами горных выработок.

Для повышения скорости спускоподъемных операций и большего удобства работы станки дополнительно оснащены пневматическим экстрактором (при бурении горизонтальных, слабонаклонных и восстающих скважин). При бурении вертикальных скважин спускоподъемные операции выполняют с использованием механизма подачи. Основными узлами станков являются нижняя и верхняя рамы, коробка передач, вращатель, штангоподъемник, тормоз спуска, пневматический элеватор, гидросистема, приводной электродвигатель. Нижняя рама служит для крепления станка к фундаменту, на верхней раме крепятся все узлы станка. Коробка передач представляет собой съемный блок, соединяемый муфтой с двигателем и конической шестерней с вращателем. В коробке передач смонтированы муфта сцепления, зубчатые передачи привода вращателя и насосы гидросистемы. Вращатель со-стоит из двух разделяемых при транспортировке узлов: собственно вра-щателя с конической шестерней и шлицевой втулкой; подвижной траверсы со шпинделем. На корпусе вращателя установлены два цилинд-ра подачи, направляющие и золотник реверса гидросистемы. В станке применена гидравлическая схема с максимальным давлением 6,3 МПа и с регулируемой скоростью и давлением подачи, а также автоматическим реверсом хода поршней при спускоподъемных операциях. На вращателе с помощью кронштейна монтируется пневматический экстрактор.

Технические характеристики станков БСК-2РП и БСК-2РП-В:

Глубина бурения, м	100
Диаметр скважины, мм:	
начальный	93
конечный	46
Усилие подачи вниз и вверх, кН	12
Максимальная скорость подачи, м/с	0,45
Длина хода подачи, мм	450
Экстрактор:	
тип	Пневматический
длина хода штока, мм	800
Максимальная грузоподъемность, кН, при давлении воздуха 0,6 МПа	10
Частота вращения, $мин^{-1}$:	
I диапазон	200; 340; 380; 1080
II диапазон	290; 490; 820; 1500

Угол наклона вращателя, град.	0—360
Диаметр бурильных труб, мм	42; 33; 50
Привод станка:	
БСК-2РП-В	Асинхронный электродвигатель ВР132МЧУ2
БСК-2РП	Асинхронный электродвигатель 4А132МЧУ3
Мощность при 1500 мин$^{-1}$, кВт	11

Самоходные буровые установки

Самоходные буровые установки предназначены для бурения разведочных скважин на жидкие, газообразные и твердые полезные ископаемые, а также структурно-картировочных и сейсморазведочных скважин. Механизмы буровых установок, как правило, монтируют на платформах грузовых автомобилей. Установки отличаются маневренностью и быстротой выполнения монтажно-демонтажных работ. В самоходных и передвижных буровых установках широко применяют станки со шпиндельным, подвижным и роторным вращателями.

Буровые установки с подвижным вращателем позволяют использовать прогрессивные способы бурения. Они обладают рядом *преимуществ*:

— обеспечивают наибольший эффект при скоростных методах бурения, осуществляемых без подъема бурильных труб для извлечения керна, таких как бурение снарядами со съемными керноприемниками, с гидро- и пневмотранспортом керна, при бескерновом бурении, применении забойных машин и т. д.;

— более универсальны по методам бурения: устанавливая гидромоторы различной мощности или вводя простую коробку перемены передач, можно варьировать в широких пределах значениями частот вращения и крутящего момента на вращателе;

— в сравнении со шпиндельными гидрофицированные станки при аналогичных методах бурения на 30—40 % производительнее, что окупает их более высокую стоимость;

— из конструкции станка исключается ряд механических узлов, которые часто выходят из строя, что обеспечивает большой срок службы станка.

Установки с подвижным вращателем имеют и *недостатки*:

— потери мощности между приводным двигателем и вращателем в шпиндельных станках составляют около 10 %, в установках с подвижным вращателем — не менее 30 %, что объясняется существенной потерей давления в гидравлической системе (гидромоторах, шлангах и т. д.);

— на станках должен работать более квалифицированный буровой персонал и имелась в наличии качественная ремонтная база.

Буровые установки с роторным вращателем используют в основном при бескерновом бурении в породах мягкой и средней твердости.

При бурении роторными установками с отбором керна наращивание бурового инструмента связано с отрывом инструмента от забоя, что приводит к повреждению керна, нарушению стенок скважин и уменьшению проходки на коронку.

Основное достоинство роторного вращателя — большая длина хода подачи.

Из самоходных буровых установок со шпиндельным вращателем находят применение УКБ-4С и УКБ-5С, а в районах с трудными условиями транспортировки при круглогодичной эксплуатации — УКБ-3ст-Э.

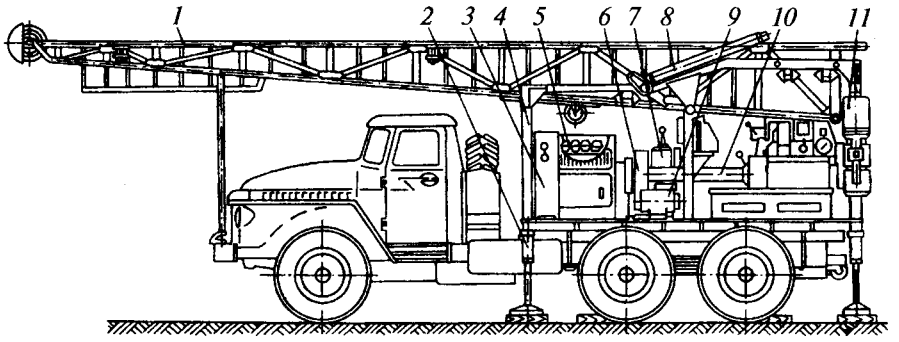
Самоходная буровая установка УКБ-4С (рис. 4.5) предназначена для бурения вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин глубиной до 300 и 500 м с конечным диаметром бурения 93 и 59 мм соответственно. Все механизмы установок смонтированы на общей раме, закрепленной на шасси грузового автомобиля «Урал-4320». В комплект установки входят: буровой станок СКБ-4, буровой насос НБ3-120/40, труборазворот РТ-1200 и транспортная база «Урал-4320». Оборудование установки защищено от действия атмосферных осадков укрытием — металлическим каркасом, облицованным снаружи стальным листом, а изнутри — пластиком. Между стальным листом и пластиком проложен утеплитель. Двигатель автомобиля через карданный вал и редуктор отбора мощности запускает генератор переменного тока типа ЕСС5-91-4-М101 мощностью 50 кВт.

Самоходная буровая установка УКБ-5С предназначена для бурения вертикальных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые. Автономный привод установки позволяет выполнять работы в отдельных труднодоступных районах. Все механизмы установки смонтированы на общей раме, закрепленной на шасси грузового автомобиля «Урал-4320-1912-30». В комплект установки входят: буровой станок СКБ-5, мачта, буровой насос НБ4-160/63, труборазворот РТ-1200, дизельэлектростанция, транспортная база «Урал-4320». Оборудование установки защищено от воздействия атмосферных осадков укрытием — тентом.

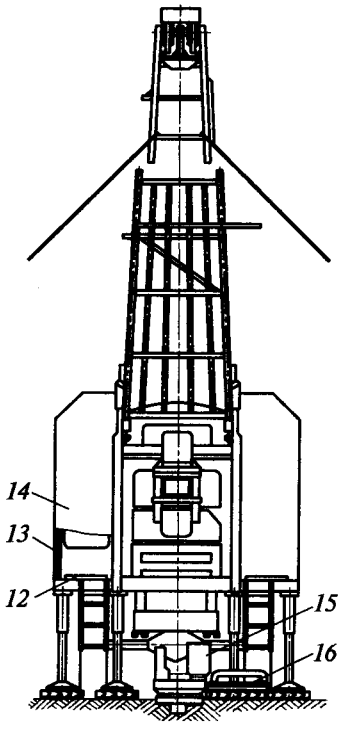
В качестве транспортной базы *буровой установки УКБ-3СТ-Э* (рис. 4.6) использован трелевочный трактор ТТ-4. Привод установки — дизель электрический от ходового двигателя трактора. Вращение передается коробке отбора мощности и от нее через клиноременную передачу генератору.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-3СТ-Э:

Номинальная глубина бурения, м:	
твердосплавными	200
алмазными коронками	300
Диаметр скважины, мм:	
начальный	132
конечный:	
твердосплавными	93
алмазными коронками	59



а



б

Рис. 4.5. Установка УКБ-4С в транспортном (*а*) и в рабочем (*б*) положениях:

1 — мачта; *2* — домкрат механический; *3* — магнитная станция; *4* — рама; *5* — двигатель Д-144; *6* и *10* — кожухи; *7* — буровой насос НБЗ-120/40; *8* — домкрат гидравлический; *9* — генератор ЕС-52-4-М101; *11* — буровой станок СКБ-4; *12* — пол амортизационный; *13* — каркас покрытия; *14* — покрытие; *15* — механизм свинчивания РТ-1200; *16* — подсвечник

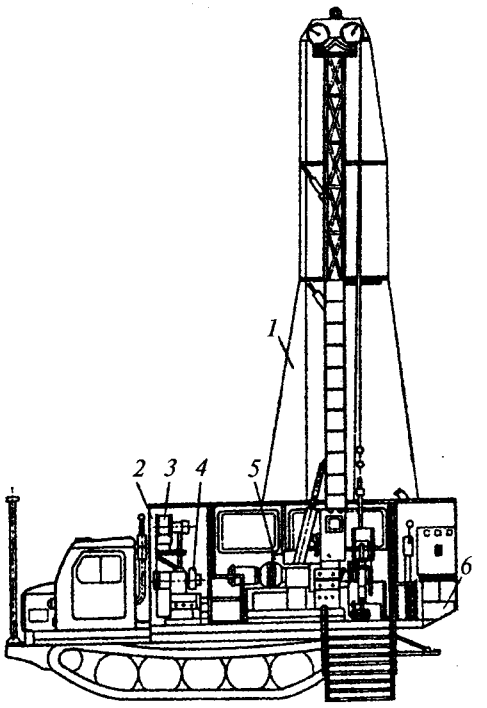


Рис. 4.6. Буровая установка УКБ-3ст-Э:

1 — мягкое укрытие мачты; *2* — утепленный кузов; *3* — электроотопительная установка; *4* — генератор ЕСС5-92 М101; *5* — водонагреватель; *6* — вспомогательный отопительный агрегат

Диаметр бурильных труб, мм	50; 54; 55; 70
Угол наклона вращателя, град.	70—90
Частота вращения шпинделя, $мин^{-1}$	177; 329; 590; 918; 1350
Длина хода шпинделя, мм	500
Способ подачи шпинделя	Гидравлический
Максимальное усилие подачи, кН:	
вниз	30
вверх	40
Максимальная скорость подачи, м/мин:	
вниз	2,5
вверх	1,2
быстро вверх	4,5
Проходное отверстие зажимного патрона, мм	53
Лебедка станка	—
Максимальное усилие на 1-й скорости, кН	32
Номинальное усилие на 1-й скорости, кН	20
Скорость подъема бурового снаряда, м/с	0,69; 1,25; 2,25; 3,5; 5,15

Мачта:	
Грузоподъемность на кронблоке, кН:	
номинальная	40
максимальная	64
Длина свечи, м	6,2
Высота мачты от пола до оси кронблока, мм	9900
Привод бурового станка	Электродвигатель А4-160-443, N = 15 кВт
Привод бурового насоса НБ-120/40	Электродвигатель А4-132-443, N = 7,5кВт

К числу самоходных буровых установок с подвижным вращателем относят: УКБ-12/25с, ЛБУ-50, УШ-2Т4, УПБ-100, ПБУ-2 и 3, УРБ-1В2, УРБ-2А2 и УБР-12.

Буровая установка УКБ-12/25С смонтирована на базе автомобиля УАЗ-469Б, в кузове которого установлена металлическая платформа, на которой крепятся станок и насос. Автомобиль оснащен двумя винтовыми домкратами для создания жесткой опоры в процессе бурения.

Техническая характеристика установки УКБ-12/25с:

Глубина скважины, м:	
при бурении сплошным забоем шнеками диаметром *, мм:	
140	5
105	10
70	15
при бурении колонковым способом диаметром, мм:	
76	12,5
46	25,0
Угол наклона скважины, град.	0—60
Мощность двигателя «Дружба-4», кВт	2,9
Вращатель:	
тип	Подвижный
частота вращения, мин$^{-1}$:	
I диапазон	100; 270; 600
II диапазон	100; 270; 600
Длина хода, мм:	1200
максимальное усилие подачи, кН:	
вверх	4
вниз	4
Промывочный насос:	
тип	НБ1-25/16
подача, л/мин	25
давление, МПа	1,6

* Наружный диаметр труб: стальных — 24 мм, легкосплавных — 34 мм.

Буровая установка ЛБУ-50 предназначена для бурения скважин глубиной 50 м в горных породах до IV категории по буримости. Буровой станок смонтирован на шасси автомобиля ЗИЛ-131. Привод осуществляется от двигателя автомобиля. Гидросистема станка обеспечивает подъем и опускание мачты, а также перемещение каретки. С помощью лебедки производится спуск-подъем бурового снаряда и обсадных труб, осуществляются вспомогательные работы. Установка имеет ударный механизм для ударно-канатного бурения. Для сооружения шурфов и шахтных колодцев используют шнековый бур, входящий в состав комплекта кран — укосина и комплект вспомогательного инструмента.

Техническая характеристика установки ЛБУ-50:

Диаметр бурения, мм:	
скважин	198 ± 15,0
шурфов	1005 ± 50,0
Номинальная глубина бурения, м:	
скважин	50 ± 2,0
шурфов	15 ± 1,5
Максимальный крутящий момент, даНм, не менее	2000
Ход вращателя, мм	3250
Максимальное усилие подачи вверх, кН	120
Лебедка	Фрикционная
Грузоподъемность, кН	32,5
Канатоемкость, м	60,0
Ударный механизм	Кривошипно-шатунный
Число ударов в мин	48
Масса снаряда, кг	400
Величина хода, мм	1000

Буровая установка УШ-2Т4 предназначена для бурения шнековым способом геофизических скважин в труднодоступных районах Севера и заболоченной местности. При этом для бурения в устойчивых породах используют установки УШ-2Т4, а в неустойчивых — УШ-2Т4П с компрессором и комплектом полых шнеков. Буровая установка УШ-2Т4М предназначена для бурения шурфов диаметром 650 мм шнековым способом. Технические характеристики установок приведены в табл. 4.1.

Буровая установка УПБ-100ГТ с подвижным вращателем предназначена для бурения твердосплавными и алмазными коронками в горных породах I—XII категорий по буримости; может быть использована для шнекового бурения. Транспортной базой установки является гусеничный транспортер ГТ-СМ (ГАЗ-71). Привод маслостанции гидросистемы осуществлен от транспортного двигателя. Установка оборудована укрытием мягкого типа, защищающим от ветра и дождя рабочую площадку у устья скважины и пульт бурового мастера. Установку обслуживают два человека.

Таблица 4.1. **Технические характеристики буровых установок УШ-24Т, УШ-2Т4П и УШ-2Т4М**

Параметры	Значения параметров		
	УШ-2Т4	УШ-2Т4П	УШ-2Т4М
Глубина бурения шнеками диаметром, мм:			
165	60	60	60
135; 150 до 600			15
Глубина бурения шурфов диаметром 600 мм			
Мачта:			
конструкция	Телескопическая	Сварная	Трубная
высота, мм	9570	9570	
Наибольший крутящий момент, даНм	750	750	750
Потребляемая мощность, кВт	95	95	95
Компрессор	—	2ВУ 0,25-0,6/16-ВХЛ	По требованию заказчика
Частота вращения снаряда, мин$^{-1}$	40; 87; 114; 175; 240		

Буровые установки УПБ-100ГТ2, УПБ-100ГТ2М предназначены для бурения поисково-картировочных скважин глубиной 150 м колонковым способом с промывкой и шнеками на глубину до 25 м. При алмазном и твердосплавном бурении начальный диаметр скважин — 76 мм, конечный — 46 мм; при поисковом бурении — 112 и 76 мм соответственно. Оборудование установок смонтировано на трелевочном тракторе ТДТ-55 «Онежец». Крутящий момент от приводного двигателя поступает через односкоростную коробку и карданный вал на редуктор привода маслонасосов.

Самоходная буровая установка УПБ-100ГТ2М за счет увеличения мощности главного привода может бурить скважины глубиной до 200 м. Технологические возможности установки расширены за счет усовершенствования гидропривода и повышения максимального крутящего момента силы в 1,8 раза по сравнению с базовой моделью. Существенно увеличены диапазон частот вращения инструмента, грузоподъемность, подача и давление промывочного гидроприводного насоса.

Техническая характеристика буровой установки УПБ-100ГТ:

Глубина бурения, м:	
твердосплавными и алмазными коронками	100—150
шнеками диаметром 100 мм	15
шнеками диаметром 70 мм	25
Диаметр скважины при бурении колонковым способом, мм:	
начальный	76
конечный	46—59
Бурильные трубы	ЛБТН-42
Угол наклона мачты, град.	90—60

Частота вращения при бесступенчатом регулировании бурового снаряда на различных скоростях коробки передач, мин$^{-1}$:	
I	60—175
II	120—350
III	240—700
IV	420—1400
Крутящие моменты (Нм) на валу вращателя, соответствующие скоростям коробки передач:	
I	550
II	280
III	140
IV	70
Мощность привода вращателя, кВт	11
Длина хода подачи, мм	3500
Усилие подачи, Н:	
вниз	8000
вверх	12 000
Подъем и спуск инструмента	Механизм подачи
Скорость спуско-подъема, м/с:	
вниз	0—1,50
вверх	0—0,75
Длина свечи, м	3,0
Привод установки (двигатель транспортной базы):	
тип	Гидравлический
мощность, кВт	22—29
Тип бурового насоса	ГНБ2-63/40
Привод насоса	Гидравлический

Технические характеристики буровых установок УПБ-100ГТ2 и УПБ-100ГТ2М приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2. **Технические характеристики установок УПБ-100ГТ2 и УПБ-100ГТ2М**

Параметры	УПБ-100ГТ2	УПБ-100ГТ2М
Глубина бурения, м	100—150	150—200
Диаметр скважины, мм:		
начальный	76	112
конечный	46	59
Бурильные трубы	ЛБТН-42	ЛБТН-54
Частота вращения (мин$^{-1}$) и крутящий момент (даНм) при вариантах исполнения сменных шестерен вращения	1400/7 700/14 350/28 175/55	1400/8 700/16 350/32 175/64
Мощность главного привода (маслостанции), кВт	29,7	32
Максимальное рабочее давление в гидросистеме, МПа	12	14
Подача (л/мин) и давление (даН/см^2) гидроприводного бурового насоса	25/16	50/25
Грузоподъемность механизма подачи, даН	1500	1700

Передвижные буровые установки ПБУ-2 и *ПБУ-3* предназначены для бурения инженерно-геологических, разведочных, сейсморазведочных, гидрогеологических, технических скважин коронками и долотами диаметром 132 мм на бурильных трубах диаметром 50 мм с прямой промывкой глубиной до 100 м; шнеками диаметром 135 и 180 мм — до 50 м, диаметром 230 мм — до 25 м; ударно-канатным способом — до 50 м. Конструкция установки позволяет смонтировать их на шасси ЗИЛ-131 (основная поставка), УРАЛ-4320, КамАЗ-4310, ГАЗ-66 трактора или санном основании. Основной способ бурения — вращательный колонковый способ коронками диаметром 132 мм до 100 м, шнеками диаметрами 135 и 180 мм — до 60 м, шнеками диаметром 230 мм — до 70 м.

В зависимости от конструктивного исполнения установки могут при наличии лебедки бурить с использованием забивного стакана диаметром 135 мм, ударным долотом желонкой, выполнять крепление скважины обсадными трубами. Наличие компрессора позволяет при сооружении сейсмических скважин досылать снаряд в скважину воздухом. Установку можно использовать для сооружения и ремонта скважин на воду глубиной до 100 м. Технические характеристики установок приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3. **Технические характеристики установок ПБУ**

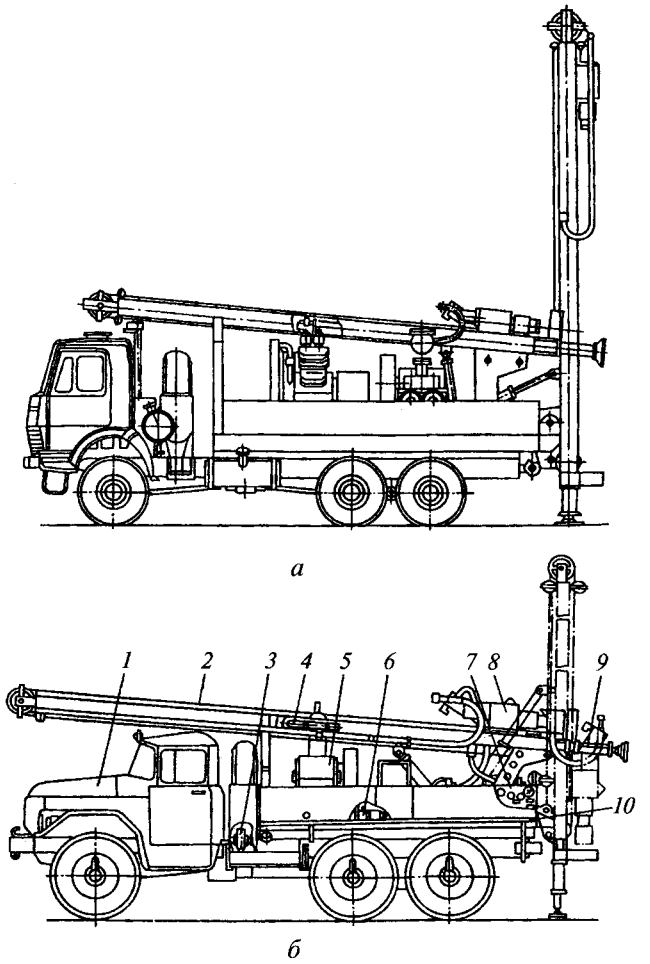
Параметры	ПБУ-2	ПБУ-3
Привод буровой установки — двигатель Д65 мощностью, кВт	44	44
Наибольший момент силы на шпинделе вращателя, даНм	500	600
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	28—500	28—500
Ход подачи вращателя, мм	2200; 3400	3400
Максимальное усилие на каретке ПБУ-2 (вверх и вниз), кН	100	100
Грузоподъемность лебедки, кН	26	26
Ход кривошипно-шатунного балансира, мм	550	550
Статическое зондирование грунтов с усилием, кН	120	
Буровой насос	НБ-160/63	
Компрессор: подача, м^3/мин объем ресивера, м^3	2ВУ0,25-0,6/16 0,56 0,6 ± 0,1	

Буровая установка УРБ-1В2 с подвижным вращателем предназначена для бурения взрывных скважин при сейсморазведке, а также картировочных скважин сплошным и кольцевым забоем с промывкой (в условиях бездорожья). Установка смонтирована на гусеничном транспорте ГТ-СМ(ГАЗ-71). Промывку скважин осуществляют буровым насосом НБ3-120/40С с приводом от двигателя УД25С.

Техническая характеристика установки УРБ-1В2:

Глубина бурения, м:	
шнеками	30
колонковым способом с промывкой	100
Номинальный диаметр бурения, мм:	
шнеками	146
колонковым способом	132
Диаметр бурильных труб, мм	50
Длина свечи, м:	
при колонковом бурении	3,0
при бурении шнеками	1,5
Подача и подъем инструмента:	Гидравлические
усилие подъема (Н), не менее	50 000
скорость подъема, м/с	0 ÷ 26
длина хода инструмента, м	1,75
Вращатель:	
крутящий момент, Нм	3000; 1420; 785; 460
частота вращения бурового снаряда, мин$^{-1}$	48; 101; 184; 344—400
Привод буровых механизмов:	От ходового двигателя вездехода ГАЗ-71
мощность, кВт	22,1
Лебедка:	
скорость подъема, м/с	0,72
нагрузка на крюке, Н	10 000
привод	Гидравлический
Мачта:	
высота, м	6,55
грузоподъемность, Н	65 000
Транспортная база	Гусеничный транспортер ГТ-СМ (ГАЗ-71)
Буровой насос	НБ3-120/40С

Буровая установка УРБ-2А2 предназначена для вращательного бурения долотами и твердосплавными коронками. Все механизмы, входящие в установку (рис. 4.7), в том числе раздаточная коробка, передающая вращение от ходового двигателя автомобиля, буровой насос НБ-32 или компрессор КТ-7, мачта с кронблоком, подвижным вращателем и одноцилиндровым гидроподъемником двустороннего действия, пульт управления механизмами установки, масляные баки для обеспечения маслом гидросистемы буровой установки, смонтированы на раме, закрепленной на шасси автомобиля ЗИЛ-131. В комплект буровой установки входит двухосный прицеп для перевозки труб, шнеков и инструмента. На нем установлен консольно-поворотный кран для погрузочно-разгрузочных работ. Установка имеет подвижный вращатель, который используют в процессе бурения, наращивания инструмента без отрыва его от забоя, и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и принудительную подачу его на забой.



а

б

Рис. 4.7. Буровая установка УРБ-2А2:

а — на базе КамАЗ-4310; *б* — на базе ЗИЛ-131; *1* — автомобиль ЗИЛ-131А; *2* — мачта; *3* — коробка отбора мощности; *4* — гидроцилиндр подъема мачты; *5* — буровой насос; *6* — раздаточная коробка; *7* — пульт управления; *8* — подвижной вращатель; *9* — опорные домкраты; *10* — рама

Мощность вращателя обеспечивает также свинчивание и развинчивание бурильных труб, благодаря чему отпадает необходимость в специальных механизмах для этой цели.

Техническая характеристика установки УРБ-2А2:

Глубина бурения (м)	
при диаметре скважины, мм:	
118 с промывкой	100
93 с промывкой	200
135 с продувкой	30
135 шнеками	30
Начальный диаметр скважины, мм	190
Диаметр бурильных труб, мм	60,3
Частота вращения, мин$^{-1}$	140; 225; 325
Крутящие моменты, передаваемые вращателем, Нм	1580; 990; 690
Тип подачи	Канатная с приводом от гидроцилиндра
Скорость подачи, м/с:	
вверх	0—0,6
вниз	0—1,1
Длина хода подачи, мм	5200
Грузоподъемность, кН	40
Принудительная нагрузка на инструмент, кН	26
Мачта:	Сварная из труб
высота мачты, мм	8370
длина бурильных труб, мм	4500
угол наклона мачты от горизонтали, град.	90
Мощность, передаваемая раздаточной коробкой автомобиля для привода маслостанции и бурового насоса, кВт	44
Буровой насос:	НБ-32
подача, л/с	10
давление, МПа	4,0
Компрессор:	КТ-7
подача, м^3/мин	6
давление, МПа	0,45

Буровая установка УБР-12 предназначена для бурения гидрогеологических, геологических и сейсмических скважин шнеками до глубины 50 м, долотами и коронками с прямой промывкой — до 200 м, геологических шурфов шнеком — до 20 м, водопоглощающих скважин с обратной промывкой до 100 м и ударно-канатным способом — до 100 м. Диаметры бурения гидрогеологических, геологических, сейсмических скважин — 205 мм; геологических и сейсмических с прямой промывкой — 152—93 мм; геологических шурфов — 1000 мм; ударно-канатным способом — 300 мм.

Техническая характеристика установки УБР-12:

Вращатель, тип:	Подвижный
ход вращателя, мм	7000
частота вращения, мин$^{-1}$	От 15 до 268
крутящий момент силы, Нм	15
Максимальное усилие механизма подачи, кН:	
вверх	120
вниз	36,5

Лебедка, тип:	Фрикционная со свободным сбросом снаряда
грузоподъемность, кН	25
канатоемкость, м	200—300
Ударный механизм, тип	Кривошипно-шатунный со свободным сбросом снаряда
масса снаряда, кг	500
Промывочные насосы, тип	НБ-50 (один или два)
Мачта высотой, мм	9000

Примечание. Комплектацию инструментом осуществляют по заявке дополнительно.

Буровая разведочная установка УРБ-4Т предназначена для бурения геофизических и структурных скважин. Транспортной базой установки служит трелевочный трактор.

Техническая характеристика установки УБР-4Т:

Условная глубина, м:	
геофизических скважин с промывкой	100
геофизических скважин с продувкой	50
шнеками	30
структурных скважин	300
Вращатель:	Подвижный
частота вращения снаряда, $с^{-1}$	0,4; 0,6; 0,8; 2,33; 3,75; 5,42
ход, мм	5200
наибольший момент силы, Нм	1980
Механизм для спуска, подъема и подачи инструмента:	
усилие вверх, кН	46
усилие вниз, кН	31
скорость подъема бурового снаряда, м/с	До 1,2
скорость спуска и подъема, м/с	До 1,1

К числу самоходных буровых установок роторного типа относят установки УБР-30ВУ; УБСР-25-2М; УБР-50ВУ; УБР-2М; АВБ-2М; УРБ-2,5А2; УРБ-3А3 и буровые агрегаты 1БА15в.

Буровая установка УБР-30ВУ предназначена для бурения скважин глубиной до 30 м и диаметром 168 мм на россыпных месторождениях золота при использовании комбинации вращательного и ударного способов. Установка представляет собой моноблочную конструкцию, предназначенную для монтажа в передвижном буровом здании. Она оснащена гидромеханическим патроном, имеет гидравлическую подачу для бурения ходовой колонной обсадных труб. Привод ее осуществляется от палубного дизеля. Технологическая схема бурения на установке УБР-30ВУ основана на вращении и задавливании обсадных труб с опережением забоя на интервал опробования с последующим извлечением пробы из трубы с помощью желонки или забивного стакана. Для разбивки валунов используют долото.

Техническая характеристика установки УБР-30ВУ:

Глубина бурения, м:	
диаметром 219 мм	20
диаметром 168 мм	30
Ротор:	
частота вращения, $с^{-1}$	0,25—0,36 (в том числе 0,36-реверс)
диаметр проходного отверстия, мм	253
максимальный крутящий момент, даНм	1100
Подача:	
ход, мм	400
усилие, даН:	
вниз	5500
вверх	15 000
скорость подачи, м/с:	
вниз	0—0,14
вверх	0,05
Грузоподъемность лебедки, даН	2800
Ударный механизм:	
масса снаряда, кг	До 500
частота ударов, 1/мин	48
высота подъема снаряда, мм	600
Мощность двигателя, кВт	Дизель $N = 17,6$

Буровая установка УБСР-25-2М предназначена для бурения валунно-галечных многомерзлых пород на россыпных месторождениях. Транспортная база — трактор ТТ-4.

Техническая характеристика установки УБСР-25-2М:

Грузоподъемность, кН	100
Глубина бурения, м	25
Диаметр бурения, мм:	
начальный	720
конечный	340
Крутящий момент на роторе, кНм	63
Усилие подачи, кН:	
вниз	56
вверх	157
Частота вращения ротора, $мин^{-1}$:	
вправо	5; 14; 40
влево	8
Высота мачты, м	11

Буровая установка УБР-2М предназначена для бурения скважин на россыпных месторождениях при использовании следующих спосо-

бов бурения: вращательного колонкового без промывки; ударно-канатного забивными стаканами, долотами и желонкой с одновременным принудительным креплением скважин обсадными трубами.

Техническая характеристика установки УБР-2М:

Глубина бурения, м	
при ударно-забивном способе	
с креплением трубами диаметром, мм:	
219	15
168	25
127	30
Частота вращения, мин$^{-1}$:	
вправо	12; 24; 76
влево	17
Диаметр проходного отверстия вращателя, мм	255
Механизм подачи вращателя:	
ход подачи, мм:	
при бурении	400
при извлечении колонны труб	115
усилие подачи, даН:	
при бурении	До 1500
при извлечении колонны труб	До 8000
Тяговое усилие на канате лебедки, кН	1800
Ударный механизм, тип:	Оттяжное устройство со свободным сбросом
частота ударов, уд/мин	51
ход, мм	600
масса ударного снаряда, кг	До 300
Привод двигателя, тип:	Дизель 2Ч8,5/11
мощность, кВт	9

Буровая установка УБР-50ВУ предназначена для бурения скважин диаметром 168 и 219 мм на глубину до 50 м вращательным и ударно-канатным способом с возможностью одновременного крепления скважин ходовой колонной бурильных труб. Установка состоит из ударного механизма, ротора, инструментального и желоночного барабанов, мачты, смонтированных на тракторной гусеничной базе.

Техническая характеристика установки УБР-50ВУ:

Глубина бурения, м	50
Диаметр бурения, мм	219; 168
Мощность приводного двигателя, кВт	58,8
Грузоподъемность, кН:	
на инструментальном барабане:	
на первой скорости	52
на второй скорости	34

на желоночном барабане:	
на первой скорости	40,3
на второй скорости	27,0
мачты	82,0
Высота мачты (до оси верхнего блока), мм	12 000
Ротор (под ведущую квадратную штангу 65 × 65 мм):	
диаметр проходного отверстия, мм	116
частота вращения, мин$^{-1}$	93; 140
Ход подачи, мм	1000
Усилие подачи, кН:	
вниз	68,0
вверх	114,0

Буровая установка АВБ-2М предназначена для вибрационного и ударно-канатного бурения скважин в породах до IV категории по буримости (шкала ЕНВ). Установка смонтирована на автомобиле ГАЗ-66, оснащена вибромолотом для погружения и извлечения обсадных труб.

Техническая характеристика установки АВБ-2М:

Глубина скважины, м:	
при вращательном бурении	15—20
при ударно-канатном бурении	40
Диаметр скважины, мм:	
начальный при вращательном бурении	168
начальный при ударно-канатном бурении	219
конечный	108
Грузоподъемность лебедки, кН	40
Вибромолот, тип:	ВБ-7
возмущающее усилие, кН	35
момент массы дебалансов, Н · м	20
масса, кг	340
Мачта:	
грузоподъемность, кН	120
рабочая высота, мм	7500

Буровую установку УРБ-2,5А2 применяют для бурения скважин глубиной до 200 м. Самоходная установка УРБ-2,5А — КамАЗ предназначена для вращательного бурения вертикальных скважин на глубину 100 м диаметром 118 мм; на глубину 200 м — диаметром 97 мм. Буровое оборудование смонтировано на автомобиле ЗИЛ-131. Привод оборудования и бурового насоса осуществлен от транспортного двигателя автомобиля.

Техническая характеристика установки УРБ-2,5А2:

Глубина скважины, м:	
диаметр бурения, мм:	
118	100
97	200

Начальный диаметр скважин, мм	190
Диаметр бурильных труб, мм	60,3
Тип вращателя	Ротор
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	150
Частота вращения, мин$^{-1}$	100; 203; 300
Тип подачи	Цепная с приводом от гидроцилиндра
Длина хода подачи ведущей трубы, мм	7500
Максимальное усилие подачи вниз, кН	22
Максимальная скорость подачи, м/мин	5,2
Лебедка	Двухбарабанная
Максимальное натяжение каната на каждом барабане, кН	40
Скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с	0,70; 1,39; 2,10
Высота мачты от стола ротора до оси кронблока, м	9,5
Буровой насос:	
подача, л/мин	390
давление, МПа	4

Для бурения скважин глубиной до 600—800 м применяют также буровые установки УРБ-3А3.01.02.03.04.05; 1БА15в.02; 1БА15в.03; 1БА15в.041; БА15в.042; БА15в.043; БА15в.06; УБВ-600.

Самоходная буровая установка УРБ-3А3 (рис. 4.8) разработана «Гипронефтемашем» совместно с Кунгурским машиностроительным заводом. Установка самоходная, состоит из механизмов, смонтированных на общей раме, которая крепится к раме шасси автомобиля МАЗ-500.

Техническая характеристика установки УРБ-3А3:

Глубина бурения, м:	
бурильными трубами диаметром, мм:	
60,3	500
73	300
Диаметр скважины, мм:	
начальный	346
конечный	146
Максимальная грузоподъемность установки, кН	80
Скорость подъема талевого блока при оснастке 2 × 1, м/с	0,54; 0,94; 1,56
Лебедка	Однобарабанная с фрикционной двухдисковой муфтой и одноленточным тормозом
Максимальное натяжение каната, кН	30
Вращатель	Ротор

Диаметр проходного отверстия стола ротора, мм	250
Частота вращения ротора, мин$^{-1}$	110; 190; 314
Буровой насос	11ГрИ
Приводной двигатель	Дизель Д54А
Мощность дизеля, кВт	40
Высота мачты от земли до оси кронблока, м	16
Генератор:	Трехфазный, синхронный ЕССБ1-4М
мощность, кВт	8

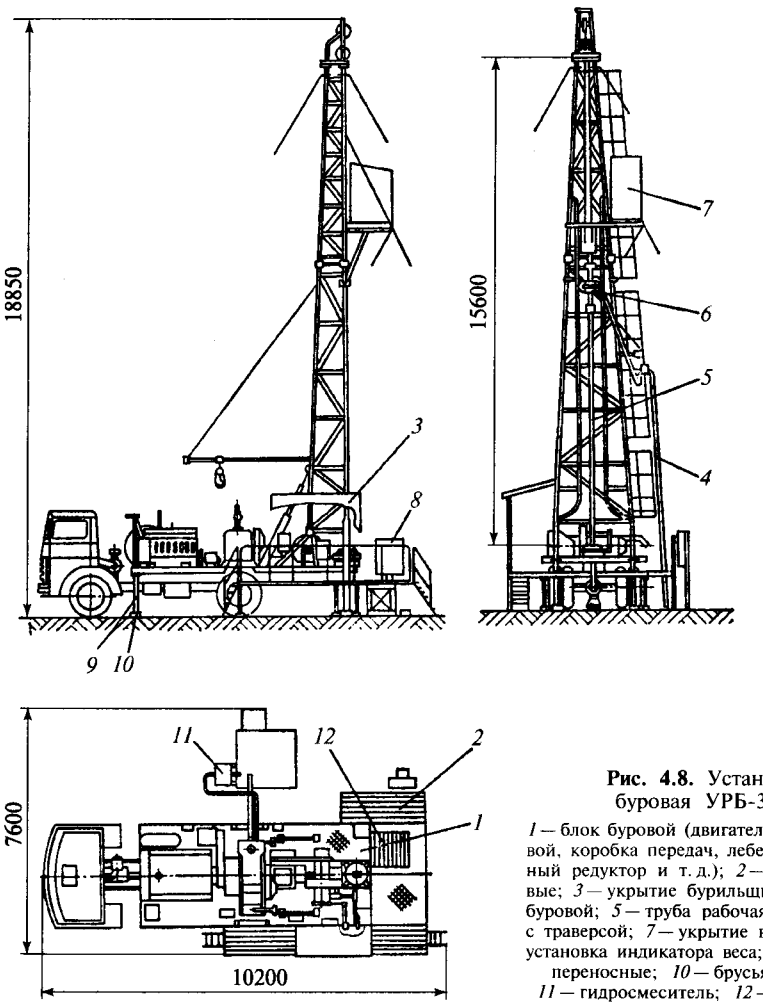


Рис. 4.8. Установка буровая УРБ-3А3:

1 — блок буровой (двигатель, насос буровой, коробка передач, лебедка, раздаточный редуктор и т. д.); *2* — мостки буровые; *3* — укрытие бурильщика; *4* — рукав буровой; *5* — труба рабочая; *6* — вертлюг с траверсой; *7* — укрытие верхового; *8* — установка индикатора веса; *9* — домкраты переносные; *10* — брусья опорные; *11* — гидросмеситель; *12* — подсвечник

Буровой агрегат 1БА-15В состоит: а) из бурового блока, включающего мачту с ярусами растяжек; привод от двигателя автомобиля МАЗ-5334 через пятискоростную коробку передач; коробку отбора мощности и трехскоростную коробку передач агрегата; лебедку; ротор; буровой насос; генератор; компрессор пневмосистемы; гидрораскрепитель; пульты управления (все эти узлы смонтированы на раме автошасси); талевого блока; вертлюга; квадратной штанги; бурового рукава со штуцерами; откидных мостков; глиномешалки емкостью 0,75 м^3; б) компрессорно-силового блока; в) прицепа для бурильных труб; г) бурового инструмента.

Технические характеристики буровых агрегатов 1БА-15В:02; 1БА-15В:03; 1БА-15В:041; БА-15В:042; 1БА-15В:043; БА-15В:06:

Грузоподъемность, кН	200
Глубина бурения (макс), м:	
бурильными трубами диаметром, мм:	
89	500
73	600
Диаметр бурения (рекомендуемый), мм:	
начальный	394
конечный	190,5
Трубы бурильные, мм	73 и 89
Длина бурильной свечи, м, не более:	
1БА15В:02(03); 1БА15В:041(042,06)	12
1БА15В:043	13,5
Силовой привод блоков:	
бурового	Дизель ЯМЗ-236 (ЯМЗ-238) с коробкой передач
компрессорного ПК15Б	»
компрессорно-энергетического ПКЭ15	»
Мощность при частоте вращения 1500 мин$^{-1}$, кВт:	
1БА15В:(03)	77,2
1БА15В:041(042)(043)(06)	88,3
Мощности привода компрессорного и компрессорно-энергетического блоков, кВт	73,9
Мачта:	
высота, м:	
1БА15В:02(03); 1БА15В:041(042,06)	18,6
1БА15В:043	19,7
полезный просвет, м:	
1БА15В:02(03); 1БА15В:041(042,06)	15,5
1БА15В:(043)	17,4
Оснастка талевой системы	2 × 3
Лебедка	Двухбарабанная

Ротор:	
диаметр проходного отверстия, мм	410
крутящий момент, Нм	7850
частота вращения, мин$^{-1}$	65; 245
Вертлюг:	
грузоподъемность, кН	200
диаметр проходного отверстия, мм	60
Компрессор винтовой для откачки воды:	
подача, м^3/мин	10
давление, МПа	0,7

Буровой агрегат 1БА-15Н смонтирован на автомобиле и автоприцепах, что обеспечивает высокую маневренность и сокращает затраты времени на транспортировку и монтажно-демонтажные работы. Агрегат предназначен для бурения скважин глубиной 1000 м при применении бурильных труб диаметром 60,3 мм.

Самоходная буровая установка УБВ-600 предназначена для бурения скважин на воду. Она состоит из бурового (лебедочно-мачтового), насосного, роторного (рабочей площадки) блоков и мостков с выдвижными стеллажами для труб. Установку применяют для вращательного бурения скважин шарошечными долотами с промывкой.

Техническая характеристика установки УБВ-600:

Глубина бурения, м	600
Диаметр скважины, мм:	
начальный	490
конечный	214
Диаметр бурильных труб, мм	114
Вращатель	Ротор Р-410
Проходное отверстие вращателя, мм	410
Статическая нагрузка на стол ротора, кН	750
Частота вращения, мин$^{-1}$:	
рабочая	105; 183
вспомогательная	30; 54; 235
Передаваемая мощность, кВт	96,7
Мачта:	Телескопическая, наклонная
высота до оси кронблока, м	22,4
Вместимость магазина для труб диаметром 114 мм, шт.	50
Грузоподъемность при оснастке 3 × 4, кН	500
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,18; 0,32; 0,70; 1,2
Буровой насос	9МГр-61
Число насосов	2
Компрессор:	КТ-7
подача компрессора, м^3/мин	5,3
давление, МПа	0,85

Высота подъема инструмента, мм	900
Число ударов в мин	30
Генератор:	Синхронный
	ЕСС83-6
мощность, кВт	30
Установленная мощность главного привода, кВт	310
Лебедка	Двухбарабанная с пневматическим управлением двухскоростная

Рекомендации по выбору буровых установок. Выбор буровой установки для бурения скважины — многофакторная задача, решение которой в значительной мере способствует успешному проведению работ по бурению скважин. Буровые установки следует выбирать с учетом конкретных геолого-технических условий, конечного диаметра скважины и методов бурения для получения наиболее высоких технико-экономических показателей. Один и тот же буровой станок, входящий в комплект буровой установки (или сама буровая установка), в зависимости от условий и методов бурения может быть эффективно использован в достаточно широком диапазоне глубин. Грузоподъемность установки выбирают с учетом конструкции скважины, которая определяет нагрузки, возникающие при спуске и подъеме бурильных и обсадных труб.

Выбор буровых установок по транспортабельности необходимо производить с учетом рельефа местности, горно-геологических условий бурения, глубины скважины, категории горных пород по буримости, способа разрушения горной породы, возможных скоростей бурения и охраны окружающей среды и недр.

4.2. Буровые насосы

Назначение, классификация и требования, предъявляемые к насосам

Буровые насосы предназначены для подачи в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса на поверхность, охлаждения породоразрушающего инструмента и привода в действие гидравлических забойных двигателей. При бурении геологоразведочных скважин применяют трехплунжерные насосы одинарного действия и двухцилиндровые поршневые насосы двойного действия с горизонтальным расположением цилиндров.

Исходя из назначения и условий эксплуатации к буровым насосам предъявляют следующие требования:

— подача насоса должна быть постоянной, независимо от изменения давления в нагнетательной линии и регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;

— насос должен быть приспособлен для работы с абразивно- и маслосодержащими и химически обработанными промывочными жидкостями различной плотности;

— мощность насоса должна быть достаточной для промывки скважины и привода гидравлических забойных двигателей;

— насос должен обладать способностью выкачивать из емкостей промывочную жидкость, уровень которой расположен на 3—4 м ниже насоса (например, при эксплуатации насосов самоходных буровых установок);

— узлы и детали, контактирующие с промывочной жидкостью, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;

— насос должен быть безопасным в эксплуатации, удобным в обслуживании и ремонте в полевых условиях.

Принцип действия насосов

Принцип действия плунжерного и поршневого насосов основан на вытеснении жидкости из цилиндра плунжером (поршнем), совершающим возвратно-поступательные движения, которые плунжер (поршень) получает от кривошипно-шатунного механизма или эксцентрикового вала, вращение которому передается от входного вала-шестерни.

В плунжерном насосе (рис. 4.9) рабочими элементами являются плунжер *2* — полый металлический цилиндр, сопрягающийся с сальниковым уплотнением цилиндра *1* в гидравлической части корпуса насоса. Плунжерные насосы одинарного действия, так как во время прямого хода плунжера происходит нагнетание, а при обратном ходе — всасывание жидкости. Перемещение плунжера осуществляется за счет передачи возвратно-поступательного движения от шатуна *3*. В клапанной коробке размещены всасывающие *4* и нагнетательные *5* клапаны.

Принципиальная схема гидравлической части поршневого насоса показана на рис. 4.10. При движении поршня *1* в цилиндре *2* вправо левый нагнетательный клапан *3* закрывается, а левый всасывающий *4* — открывается. Под действием образующегося вакуума промывочная жидкость через приемную сетку *5* поступает в левую часть цилиндра. Из правой части цилиндра в это время жидкость выталкивается поршнем при закрытом всасывающем клапане *6* через правый нагнетательный клапан *7* в нагнетательную линию *8*. При обратном движении поршня жидкость будет поступать через клапан *6* и перемещаться в нагнетательную линию через клапан *3*.

На нагнетательной линии установлены трехходовой кран, манометр и предохранительный клапан. Для заполнения жидкостью всасывающей линии на ее конце имеется обратный клапан. При любом ходе поршня происходит одновременно всасывание и нагнетание жидкости. Такие насосы называют насосами двойного действия.

Работа горизонтального поршневого насоса двойного действия показана на рис. 4.11.

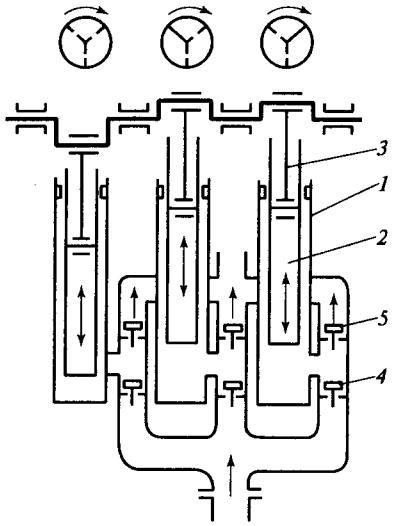


Рис. 4.9. Кинематическая схема плунжерного насоса

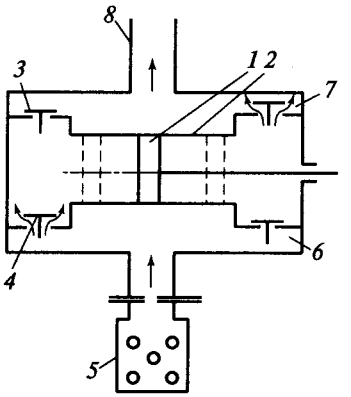


Рис. 4.10. Принципиальная схема гидравлической части поршневого насоса

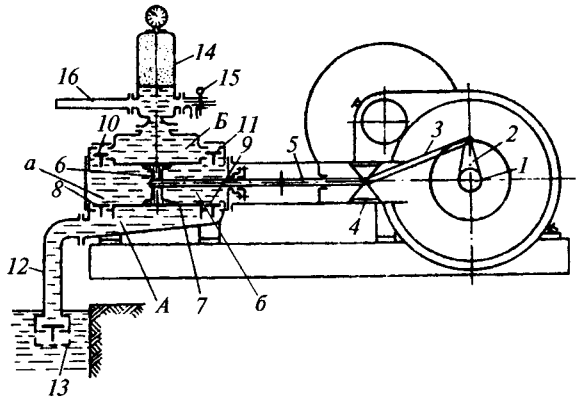


Рис. 4.11. Схема работы горизонтального поршневого насоса двойного действия

При вращении коренного вала *1* и кривошипа *2* шатун *3* приводит в возвратно-поступательное движение крейцкопф *4*, шток *5* и поршень *6*, который делит цилиндр *7* на полости *а* и *б*, сообщающиеся с камерами всасывания *А* и нагнетания *Б*.

Поршень движется в цилиндре *7*, в нижней части которого расположены всасывающие клапаны *8* и *9*, а в верхней — нагнетательные *10* и *11*. Всасывающая камера насоса линией *12* и приемным клапаном *13* соединена с приемным резервуаром циркуляционной

системы. Нагнетательная камера насоса через воздушный колпак *14* со сливным краном *15* соединена с нагнетательной линией обвязки насоса магистральным трубопроводом *16*.

Типовые конструкции насосов

В отечественной практике для бурения геологоразведочных и гидрогеологических скважин применяют плунжерные (разработаны СКБ «Геотехника») и поршневые (разработаны ВНИИнефтемаш) буровые насосы.

Плунжерные насосы (табл. 4.4) компактны, позволяют постоянно контролировать состояние уплотнений и регулировать их по мере

Таблица 4.4. **Технические характеристики плунжерных насосов**

Параметры	Виды насосов			
	НБ-25/1,6	НБ-80/6,3	НБ-160/6,3	НБ-320/10,0
Подача, дм³/мин с плунжером диаметром, мм:				
30	—	30	—	—
40	—	—	—	25; 40; 70
45	25	—	8; 10; 22; 40; 65	32; 55; 88
50	—	80	—	—
70	—	—	20; 25; 50; 95; 162	—
80	—	—	—	125; 180; 320
Давление, МПа с плунжером диаметром, мм:				
30	—	6,3	—	—
40	—	—	—	10
45	1,6	—	6,3	6,3
50	—	3,2	—	—
70	—	—	4,5	—
80	—	—	—	3,0
Количество плунжеров, шт.	1	3	3	3
Число ступеней регулирования	—	4	5	6
Тип промывочной жидкости	Вода, глинистый раствор, плотностью до 1200 кг/м³ и вязкостью до 25—30 с*			Вода, глинистый и цементный растворы
Максимальная гидравлическая мощность, кВт	0,86	4,1	14,9	15,6
Электродвигатель, марка:	«Дружба-4»	АО-42-06/4	4АМ132М4	4А-225М693
мощность, кВт	3,3	2,1/3,0	11,0	37,0
масса, кг	45	310	520	1375

* При постановке шаровых клапанов, входящих в комплект поставки, насос НБ-160/6,3 может быть использован для закачки цементных и глиноцементных тампонажных растворов.

износа, что дает возможность сохранить стабильность подачи промывочной жидкости при высоких давлениях. Кроме того, исключаются неконтролируемые перетоки между полостями, свойственные поршневым насосам.

Общие признаки насосов: плунжерный тип вытеснителя; одностороннее действие, прямоточная схема гидроблока; механическая трансмиссия для привода гидроблока; изменение ступеней подач с помощью коробки передач. Наиболее широко применяют насосы НБ-160/6,3 и НБ-320/10,0, обеспечивающие возможность применения всех базовых технологий бурения.

Насосная установка НБ-160/6,3 (рис. 4.12) — реверсивная с горизонтальным расположением трех плунжеров, с прямоточной гидравлической частью предназначена для создания циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения скважин до глубины 2000 м установками семейства УКБ и находящимися в эксплуатации буровыми установками типа ЗИФ.

Насосная установка состоит из насоса *1* и приводного блока *2*, смонтированных на раздельных рамах *3* и *4* (соединены между собой болтами). Вращение от электродвигателя приводного блока передается насосу клиноременной передачей *5*, закрытой ограждением *6*. Механический привод насоса с трехступенчатой коробкой скоростей соединен с корпусом гидравлической части тремя быстросъемными узлами «сальник с плунжером» *7*. Плунжеры в этих узлах уплотнены резиновыми манжетами. Гидравлическая часть, представленная тремя параллельно расположенными узлами и системой всасывающих и нагнетательных клапанов, камер всасывающей и нагнетательной линий, имеет также манометр *8* на гибком бронированном рукаве и пружинный предохранительный клапан *9*.

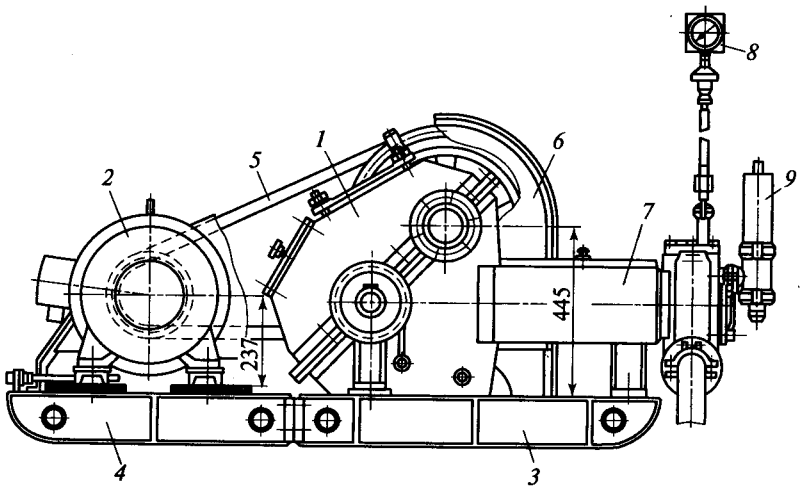


Рис. 4.12. Насосная установка НБ-160/6,3

Технические характеристики поршневых буровых насосов, используемых при бескерновом бурении геологоразведочных, геофизических и гидрогеологических скважин, приведены в табл. 4.5.

Поршневые насосы более удобны в эксплуатации, так как обеспечивают оперативное дистанционное управление пуском и остановом, что особенно важно при частых наращиваниях инструмента в процессе разбуривания осадочных пород. Насосы типа НБ имеют общую схему компоновки основных конструктивных элементов, состоят из приводной и гидравлической частей, соединенных между собой в единую конструкцию, смонтированную на раме. Приводная часть включает эксцентриковый вал, который через шкив, трансмиссионный вал и косозубую цилиндрическую передачу получает мощность от двигателя и передает ее шатунам. Каждый шатун своей малой головкой соединен с ползуном (крейцкопфом), размещенным между накладками станины. К ползуну прикреплен шток. Для предотвращения попадания в приводную часть жидкости, охлаждающей шток, в насосе предусмотрены сальники с уплотнением и диск-отражатель.

Гидравлическая часть состоит из гидравлического блока, всасывающего и нагнетательного коллекторов, сферического компенсатора и предохранительного клапана.

Гидравлический блок включает гидравлические коробки с размещенными в них цилиндровыми втулками и поршнями, а также всасывающими и нагнетательными клапанами. Диаметры втулок и поршней (в зависимости от требуемых величин подачи и давления) выбирают по характеристике насоса. Цилиндровая втулка герметизируется в рабочем цилиндре уплотнением, поджимаемым крышкой цилиндра через коронку.

Клапаны насосов — тарельчатого типа; седло клапана — с конической наружной поверхностью, устанавливается в соответствующее гнездо гидравлической коробки и герметизируется за счет натяга в клиновом соединении между седлом клапана и гнездом гидравлической коробки. Всасывающий коллектор предназначен для подвода промывочной жидкости к всасывающим клапанам.

Поршень приводится в движение штоком, соединенным резьбой со штоком ползуна (в насосе НБ-125 цилиндрическая резьба; в насосах НБ-32, НБ-50 и НБ-80 специальная цилиндро-коническая). Шток поршня уплотнен набором манжет. На нагнетательном коллекторе смонтированы пневматический сферический компенсатор и предохранительный клапан. Сферический компенсатор с разделительной резиновой диафрагмой предназначен для снижения колебаний давления на выходе из насоса, вызванных неравномерностью подачи промывочной жидкости. Предохранительный клапан предназначен для защиты насоса от перегрузки в случае превышения допустимого давления. Насосы НБ-32, НБ-50 и НБ-80 укомплектованы предохранительным клапаном шпилечного (гвоздевого) типа со сменными предохранительными штифтами четырех разных диаметров, имеющих клеймо, соответствующее давлению, на которое они рассчитаны.

Таблица 4.5. **Технические характеристики поршневых буровых насосов**

Типоразмер насоса	Полезная мощность, кВт	Диаметр сменных втулок, мм	Идеальная подача (при частоте двойных ходов поршня в мин, n), дм^3/с				Наибольшее давление на выходе их насоса (при частоте двойных ходов поршня в мин, n), МП		Длина хода поршня, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более
			105	95	75	105	95	70			
НБ-32	25	80	4,9	—	—	4	—	—	160	1860×740×1330	1040
		90	6,4	—	—	4	—	—			
		100	8,1	—	—	3,2	—	—			
		110	9,9	—	—	2,6	—	—			
НБ-50	40	90	6,4	—	—	6,3	—	—	160	1860×740×1330	1040
		100	8,1	—	—	5	—	—			
		110	9,9	—	—	4,1	—	—			
		120	11,9	—	—	3,4	—	—			
НБ-80	63	80	6,1	—	—	10	—	—	200	1915×775×1215	1220
		90	8	—	—	8	—	—			
		100	10,1	—	—	6,3	—	—			
		110	12,4	—	—	5,2	—	—			
		120	14,9	—	—	4,3	—	—			
НБ-125 (9МГр-73)	100	90	—	8,8	6,49	—	13	16	250	2705×1000×2080	2770
		100	—	11,2	8,25	—	10	13			
		110	—	13,75	10,15	—	8	10			
		125	—	18,15	13,37	—	6	8			

Примечание. Степень неравномерности давления на выходе из насоса — не более 12 %.

4.3. Силовые приводы буровых установок

Требования, предъявляемые к приводу

Двигатели и передаточные устройства, приводящие в движение исполнительные механизмы буровых установок, называют силовым приводом. Силовой привод буровой установки должен быть экономически эффективен, надежен и долговечен, прост и удобен в управлении, иметь гибкую характеристику. Гибкостью характеристики называют способность силового привода изменить скорость движения механизма при изменении крутящего момента на его валу. Применительно к вращательному бурению и основным потребителям энергии буровой установки — лебедке, вращателю, буровым насосам предъявляют определенные требования.

Привод лебедки должен обеспечивать:

✓ требуемый диапазон изменения скоростей подъема и крутящих моментов;

✓ плавное (или ступенчатое) увеличение скорости подъема по мере уменьшения нагрузки на крюк.

Привод вращателя должен обеспечивать:

✓ требуемый диапазон регулирования частоты вращения предпочтительно с плавным изменением ее внутри диапазона;

✓ стабильность заданной частоты вращения, если мощность двигателя достаточна для ее реализации;

✓ автоматическое уменьшение частоты вращения по мере роста крутящего момента, когда мощность двигателя недостаточна для реализации требуемой частоты вращения.

Привод насоса должен обеспечивать:

✓ заданный диапазон регулирования подачи промывочной жидкости предпочтительно с плавным изменением ее внутри диапазона; стабильность подачи при изменении крутящего момента на валу насоса в допустимых пределах.

Различают три вида привода буровых установок — индивидуальный, групповой, многодвигательный. При *индивидуальном* приводе каждая машина установки (станок, насос и др.) имеет отдельный двигатель. В *групповом* приводе один двигатель через трансмиссии приводит в работу все механизмы установки. *Многодвигательный* — это такой привод, когда каждый рабочий орган машины (вращатель, лебедка и т. д.) снабжен двигателем.

В приводах установок геологоразведочного бурения используют электродвигатели переменного и постоянного тока, двигатели внутреннего сгорания (ДВС), пневматические и гидравлические. Тот или иной тип двигателя выбирают с учетом местных энергоресурсов, транспортировки и снабжения топливом.

При наличии линии электропередачи на участке работ применяют электродвигатели, которые имеют ряд достоинств: малую массу, высокий КПД (до 96 %), высокий коэффициент кратковременной

перегрузки (1,8—2,0), надежность в работе, реверсивность, простоту в обслуживании и управлении, бесшумность. При отсутствии электросети в случае сосредоточения на значительной площади большого числа буровых установок используют передвижные электростанции.

В приводах установок геологоразведочного бурения широко используют асинхронные электродвигатели трехфазного типа, имеющие жесткую характеристику. Частота вращения бурового снаряда и барабана лебедки изменяется ступенчато при помощи коробки скоростей.

В регулируемых приводах применяют электродвигатели постоянного тока, считающиеся наиболее перспективными для установок разведочного бурения. Тиристорные преобразователи в таких приводах обеспечивают преобразование переменного тока в постоянный и плавное регулирование частоты вращения вала двигателя от нуля до максимально допустимой, что полностью отвечает требованиям технологии бурения. При такой системе привода крутящий момент двигателя сохраняется постоянным, а мощность уменьшается пропорционально частоте вращения вала. Недостатками двигателей постоянного тока являются высокая стоимость, большая удельная масса, усложнение электрооборудования.

Двигатели внутреннего сгорания, не требующие подведения энергии извне, применяют для привода буровых установок в малоосвоенных районах, одиночных и удаленных на значительное расстояние друг от друга и от баз буровых установок. От ДВС приводят в действие самоходные буровые установки. В приводах бурового оборудования используют дизельные и карбюраторные двигатели, работающие соответственно на дизельном топливе и бензине. Дизельные двигатели экономичны, долговечны, надежны. Карбюраторные менее экономичны, но имеют меньшую по сравнению с дизелями удельную массу, поэтому их применяют при работе в труднодоступных районах, где масса двигателя имеет существенное значение. По сравнению с асинхронными электродвигателями ДВС обеспечивают большую гибкость привода. Недостатки привода ДВС — низкая перегрузочная способность, сложность механических трансмиссий, невозможность непосредственного реверсирования, более высокий уровень шума, необходимость систематической доставки топлива и специального обслуживания двигателей.

Пневматические двигатели применяют в приводах оборудования для бурения скважин из подземных горных выработок, при централизованном снабжении сжатым воздухом. Они обладают плавностью регулирования частоты вращения, взрывобезопасностью. Основной недостаток пневмодвигателей — низкий КПД.

Гидравлические двигатели (гидропривод) применяют для привода рабочих механизмов (вращателя, труборазворота и др.). В гидроприводе первичным двигателем служит асинхронный электродвигатель переменного тока или ДВС, от которого приводится в действие насос, прокачивающий рабочую жидкость (индустриальное или веретенное масло) через распределительные и регулирующие устройства к гидромоторам, где энергия потока жидкости преобразуется в механическую энергию вращательного движения вала. Гидропривод прост в управлении, обеспечивает реверсирование частоты вращения вала гидродвигателя.

Определение мощности двигателей для бурения

Для решения технических и технологических задач, связанных с расчетом и выбором бурового и силового оборудования, важно заранее знать необходимую мощность, расходуемую на процесс бурения. Мощность двигателей расходуется на бурение, подъем бурового снаряда или обсадной колонны, привод бурового насоса для промывки скважины (или компрессора при продувке).

Мощность двигателя (кВт) в процессе бурения геологоразведочных скважин расходуется:

- ✓ на холостое вращение бурильной колонны $N_{х.в}$;
- ✓ разрушение горной породы на забое скважины $N_{заб}$;
- ✓ преодоление сопротивлений, возникающих при трении гребней полуволны вращающейся колонны о стенки скважины при передаче осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент $N_{доп}$.

Мощность на холостое вращение определяют в зависимости от глубины, диаметра и профиля скважины, параметров режима бурения, состояния пород и вида промывочной жидкости. Для практических расчетов мощности пользуются формулами, полученными в результате экспериментальных исследований. Так, в НПО «Геотехника» (В. Г. Кардыш, А. С. Окмянский) мощность (кВт) на холостое вращение снаряда для вертикальных скважин и с углом наклона до 75° определяют следующим образом:

$$N_{х.в} = 55{,}8 \cdot 10^{-4} k_1 k_2 k_3 (1 + 0{,}44 \cos\beta)(0{,}9 + 20\delta) k_4 q d n^{1{,}83} L^{0{,}75}, \quad (4.1)$$

где k_1 — коэффициент, учитывающий тип соединения бурильных труб (для ниппельного соединения $k_1 = 1$; для муфтово-замкового $k_1 = 1{,}3$); k_2 — коэффициент, учитывающий вид промывочной жидкости и применение антивибрационной смазки (при промывке глинистым раствором $k_2 = 1{,}1 \div 1{,}3$, при промывке водой $k_2 = 1$, при использовании антивибрационной смазки или эмульсионного раствора $k_2 = 0{,}4 \div 0{,}6$); k_3 — коэффициент, учитывающий характер стенок скважины (для нормального разреза $k_3 = 1$, в сложных геологических условиях $k_3 = 1{,}5 \div 2$); k_4 — коэффициент, учитывающий материал бурильных труб (для СБТ $k_4 = 1$, для ЛБТ $k_4 = 0{,}75$); $\delta = (D - d)/2$ — зазор между стенками скважины и бурильными трубами, м, где D — диаметр скважины, м; d — диаметр бурильных труб, м; q — масса 1 м бурильных труб, кг/м; n — частота вращения снаряда, $с^{-1}$; L — глубина скважины, м; $\cos\beta$ — косинус угла наклона скважины.

В ВИТР (Л. Г. Буркин) определяют мощность:

— для высоких частот вращения бурильной колонны при $n > n_0$:

$$N_{х.\,в} = k_c(2{,}0 \cdot 10^{-6} q\delta n^2 + 0{,}8 \cdot 10^{-3} qd^2 n)L; \quad (4.2)$$

— для низких частот вращения бурильной колонны при $n < n_0$:

$$N_{х.\,в} = 1{,}44 \cdot 10^{-3} k_c qd^2 nL, \quad (4.3)$$

где k_c — коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости, обладающей смазочными свойствами: $k_c = 1{,}0$ при полном покрытии колонны смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой скважины технической водой, $k_c = 1{,}5$ при отсутствии смазки; $n_0 = 0{,}32 \cdot 10^3 d^2/\delta$ — граница раздела зон частот вращения бурильной колонны.

Для определения мощности, необходимой для холостого вращения стальной бурильной колонны при бурении гидрогеологических скважин с зенитным углом $\Theta \le 5°$ буровыми установками роторного типа, используют полуэмпирическую формулу, предложенную А. Е. Сарояном:

$$N_{х.\,в} = 13{,}5 \cdot 10^{-8} Ld^2 n^{1,5} D^{0,5} \gamma_ж, \quad (4.4)$$

где D — диаметр скважины, м; $\gamma_ж$ — удельный вес промывочной жидкости, Н/м^3; n — частота вращения снаряда, мин$^{-1}$.

Для труб из легких сплавов $N_{х.\,в}$ снижается пропорционально уменьшению удельного веса материала труб.

Мощность на разрушение породы при бурении зависит от типа породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения. При бурении твердосплавными коронками затраты мощности (кВт) на забое определяют по формуле

$$N_з = 5{,}3 \cdot 10^{-4} PnD_{ср.\,к}(0{,}137 + \mu), \quad (4.5)$$

где P — осевая нагрузка, даН; n — частота вращения коронки, мин$^{-1}$; $D_{ср.\,к}$ — средний диаметр коронки, м:

$$D_{ср.\,к} = (D_{1к} + D_{2к})/2, \quad (4.6)$$

где $D_{1к}$ и $D_{2к}$ — наружний и внутренний диаметры коронки, м; μ — коэффициент трения резцов коронки о породу забоя.

Коэффициент трения резцов о породу μ зависит от многих факторов и является величиной приближенной. Его значения зависят от параметров режима бурения, состава очистного агента, проходимых пород и ряда других факторов. Ниже приведены ориентировочные значения μ для разных типов пород:

Глина	0,12—0,20
Глинистый сланец	0,15—0,25
Мергель	0,18—0,27
Известняк	0,30—0,40
Доломит	0,25—0,40
Песчаник	0,30—0,50
Гранит	0,30—0,40

При бурении алмазными коронками

$$N_з = 2 \cdot 10^{-4} PnD_{ср}. \quad (4.7)$$

При бескерновом бурении

$$N_з = (3 \div 4)10^{-4} P_д nD, \quad (4.8)$$

где $P_д$ — осевая нагрузка на долото, кН.

При использовании шарошечных долот можно рассчитать мощность, затрачиваемую на забое, по следующей формуле

$$N_з = 10^{-3} \mu P_д nD. \quad (4.9)$$

Для долот диаметром 76 мм и более $\mu = 0{,}17$, диаметром 59 мм и менее $\mu = 0{,}10$.

Для бурения в песчанике, известняке, граните и сером граните шарошечными долотами диаметром 120—450 мм установками роторного типа наиболее удобна для расчета мощности следующая формула (по данным фирмы «Юз», США)

$$N_д = c \cdot 10^{-5} nD^{0,4} P_д^{1,3}, \quad (4.10)$$

где c — коэффициент крепости пород: для мягких пород $c = 2{,}6$; для пород средней твердости $c = 2{,}3$; для крепких пород $c = 1{,}85$; n — частота вращения, в мин$^{-1}$; D — диаметр, в мм; $P_д$ — осевая нагрузка, в кН.

Мощность, потребляемую колонковым долотом (кВт), находят по формуле

$$N_д = N_0 F, \quad (4.11)$$

где N_0 — удельная мощность, отнесенная к 1 см^2 забоя, кВт/см^2 (в зависимости от частоты вращения, давления на забое и скорости бурения N_0 колеблется в пределах 0,06—0,18 кВт/см^2); F — площадь забоя, см^2.

Значение $N_{доп}$ (кВт) определяют по формуле

$$N_{доп} = 2{,}45 \cdot 10^{-3} \delta Pn, \quad (4.12)$$

где δ — зазор между стенками скважины и бурильными трубами, м; P — осевая нагрузка, даН; n — частота вращения, в мин$^{-1}$.

Мощность, потребляемую в трансмиссии и других узлах бурового станка, определяют по формуле

$$N_{ст} = B_{ст} n, \quad (4.13)$$

где $B_{ст}$ — опытный коэффициент, характеризующий потери мощности в элементах трансмиссии станка. В ходе экспериментальных работ получены значения $B_{ст}$ (10^{-3} кВт · мин$^{-1}$) для различных буровых станков: СКБ-4 — 5,5; СКБ-5 — 5,0; СКБ-7 — 6,8; ЗИФ-650М — 8,8; ЗИФ-1200МР — 8,2.

Современные буровые установки и технологии бурения забойными машинами

Характерным примером современных передовых технологий при сооружении скважин на воду является шведская буровая установка «Explorac 40».

Глубины бурения составляют 100—120 м. В породах средней твердости и твердых бурение производят при помощи двойной колонны труб с погружным пневмоударником. Применяют подвижный вращатель с числом оборотов в пределах от 0 до 46 в мин; двойную бурильную колонну наружным диаметром 89 мм с подачей сжатого воздуха на забой по межтрубному зазору; сочетание пневмоударника диаметром 101,6 мм с долотом диаметром 114,3 мм. Предусмотрена работа пневмоударников при прямой и обратной схеме продувки.

В разрезах, сложенных мягкими породами, бурение осуществляют с глинистым раствором или с продувкой трехшарошечным долотом с числом оборотов от 0 до 97 в мин.

ОАО «ГЕОМАШ» совместно с компанией ШКТН (Германия) создана современная буровая установка УБГ-000, предназначенная для бурения скважин разведочных и на воду. Применяют следующие способы бурения: вращательное колонковое и сплошным забоем с прямой, обратной промывкой и продувкой, бурение шнеками, ударно-вращательное бурение с применением забойных пневмо- или гидроударных машин. Установка укомплектована подвижным вращателем с ходом подачи 5,5 м. Глубина бурения составляет 600 м при начальном диаметре 600 мм и конечном — 190 мм.

В настоящее время станки для пневмоударного бурения в России не выпускаются за исключением НКР-100 МП, производство которого освоено Кыштымским механическим заводом. Станок НКР-100 МП предназначен для бурения взрывных скважин из горных выработок при отбойке руд средней твердости и твердых, позволяет бурить полный веер скважин глубиной 50 м, диаметром 105 мм. Двигатель электрический мощностью 2,9 кВт. Станок устанавливается на распорной колонке и оборудован автоматом спуско-подъемных операций бурильных труб. Ход подачи составляет 400 мм. Рабочее давление сжатого воздуха — 0,6 МПа.

В Институте горного дела СОАН России разработаны пневмоударные расширители типа РС, предназначенные для бурения скважин диаметрами 220, 250, 280 и 350 мм в породах средней и высокой твердости. Сначала бурят сквозную пилотскважину. Скважины, разбуренные расширителями, можно применять для взрывных работ, а также вентиляции, водоотлива, прокладки труб, кабелей и т. д. Расширитель представляет собой мощный погружной пневмоударник с тремя ударными механизмами, размещенными в одном корпусе. Диаметр пилот-скважины составляет 105 мм.

Мировым лидером по производству современных буровых установок для сооружения скважин как с поверхности, так и из горных выработок является шведское предприятие «Атлас Копко».

Шведскими фирмами «Атлас Копко» и «Сандвик» разработан метод бурения в неустойчивых породах с одновременной посадкой обсадной колонны при помощи эксцентричного долота (метод ODEX). Буровой снаряд состоит из эксцентричного долота и кондуктора, которые закреплены в башмаке обсадной колонны (рис. 4.13). После проходки неустойчивых пород и посадки обсадной колонны на требуемую глубину инструмент поворачивается влево на 1/4—1/3 оборота. При этом эксцентричное долото занимает положение, соосное с основным снарядом, и инструмент извлекается. Нижняя обсадная труба имеет утолщенные стенки и уступ, через который ударные импульсы от погружного пневмоударника передаются на обсадную трубу. Применяют обсадные трубы сварного и резьбового соединений.

Метод ODEX предусматривает применение пневмоударников как в верхней части обсадной колонны, так и в нижней (рис. 4.14). Эффективность погружения

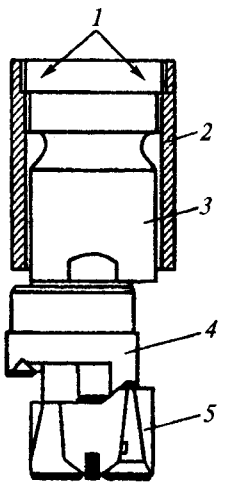


Рис. 4.13. Эксцентричное долото:
1 — буртик; *2* — башмак; *3* — кондуктор; *4* — эксцентриковый расширитель; *5* — долото

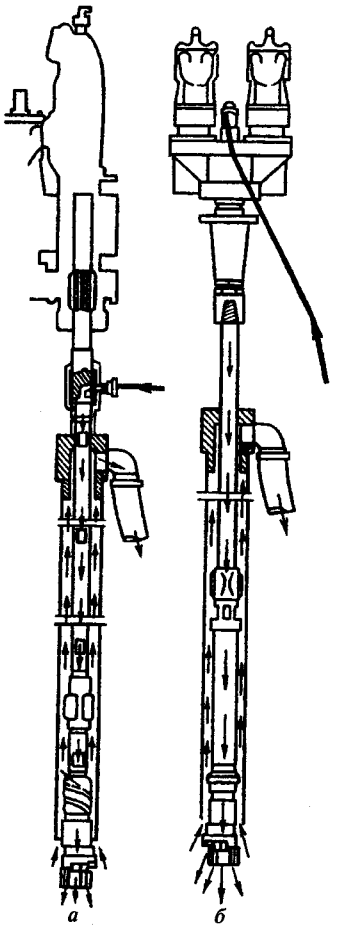


Рис. 4.14. Схема бурения с одновременной посадкой обсадной колонны (метод ODEX):
а — при верхнем расположении пневмоударника; *б* — при расположении пневмоударника на забое

обсадных труб при нижнем положении пневмоударника более высокая, так как при этом энергия не расходуется на деформацию бурильных труб. Этот метод успешно применяют для бурения в наносах, содержащих обломочный материал и валуны. Фирма выпускает шесть типоразмеров снарядов, предназначенных для работы с обсадными трубами диаметром 115—257 мм и пневмоударниками различных типов. На расширителе имеются специальные ребра, не допускающие поступление шлама в зазор между стенками обсадных труб и спиральными ребрами, что способствует свободному вращению бурового снаряда.

В Канаде метод ODEX широко используют при бурении гравийных отложений, обеспечивая увеличение скорости бурения на 25 %. В среднем на проходку интервала 6 м затрачивается 10—12 мин.

Фирма «Болиден» (Швеция) использует метод ODEX в сочетании с алмазным бурением установкой, имеющей два вращателя. Метод ODEX применяют при бурении до глубины 150 м.

В последнее время шарошечные долота при пневмоударном бурении интенсивно вытесняются штыревыми коронками, работающими при давлении воздуха 1,7—2,45 МПа. Шарошечные долота применяют лишь при бурении пород средней твердости и мягких.

Взрывные скважины на карьерах в сухих разрезах в породах средней крепости и крепких выполняют современными установками ROC L8 «Атлас Копко»; глубина скважины до 30 м, возможно бурение наклонных скважин. В этих установках применяется подвижный вращатель, диаметр бурения — от 127 до 254 мм.

Погружные пневмоударники типа COP-54, COP-64 работают на сжатом воздухе, подаваемом бортовым компрессором, обеспечивающим расход воздуха 405 л/с при давлении 2,5 МПа. Коронки с твердосплавными штырями (вставками-резцами) используют без перезаточки, при этом углубка на коронку составляет 5000 м.

Скорости бурения составляют 50—60 м/ч. На ROC L8 установлено устройство для взятия проб грунта, смонтированное на пылесборнике. При обнаружении повышенных содержаний руды проектируют работы по колонковому бурению для оконтуривания богатых рудных тел.

«Атлас Копко» также выпускает установку ROC L6 с погружными пневмоударниками типа COP-34, COP-44 для скважин диаметром 89—1100 мм.

Рост эффективности бурения погружными пневмоударниками обеспечивает работа при высоких давлениях сжатого воздуха в пределах 2,0—2,5 МПа, что приводит к увеличению скорости и ресурса породоразрушающего инструмента. Для повышения скорости бурения в пределах одного диаметра необходимо увеличивать частоту ударов без снижения энергии единичного удара. Высокую проходку на коронку обеспечивает применение коронок с твердосплавными штырями (вставками-резцами).

4.4. Буровые вышки и мачты

Назначение, требования, предъявляемые к вышкам и мачтам

Буровые вышки и мачты предназначены:

✓ для выполнения спуско-подъемных операций, с бурильными и обсадными трубами;

✓ поддержания бурильной колонны на талевой системе при бурении с разгрузкой;

✓ установки свечей, извлеченных из скважины;

✓ размещения средств механизации спуско-подъемных операций.

Для успешного проведения буровых работ вышки и мачты должны удовлетворять следующим эксплуатационно-техническим требованиям:

✓ быть достаточно прочными и устойчивыми при максимальных нагрузках, возникающих в процессе бурения и ликвидации аварий;

✓ иметь необходимый запас высоты для размещения талевого блока, элеватора и маневрирования с буровыми свечами и колонковыми наборами;

✓ иметь, по возможности, меньшие массы и габаритные размеры и конструкцию, обеспечивающую транспортабельность и простоту монтажно-демонтажных работ;

✓ иметь небольшую стоимость и низкую трудоемкость изготовления.

За основной классификационный признак вышек по методике ВИТР принят принцип устройства рабочей талевой системы.

Буровая вышка — это сооружение, устанавливаемое над устьем скважины. Внутри буровой вышки размещена талевая система и обеспечена возможность возвратно-поступательного движения грузозахватного устройства.

Буровая мачта — это буровая вышка, талевая система которой полностью или частично находится за пределами контура конструкции, образующей ее несущей ствол.

Буровая вышка, как правило, имеет не менее трех опор, воспринимающих полезную нагрузку, а мачта — одну или две опоры. По пространственно-геометрической форме вышки подразделяют на пирамидальные и башенные; мачты — на призматические, пирамидообразные, А-образные и шестовые. Буровые вышки изготовляют из труб профилированного металла, иногда в труднодоступных, лесных районах — из дерева. Мачты изготовляют из металла.

Трехопорные буровые вышки высотой не более 15 м применяют для бурения вертикальных и наклонных скважин глубиной до 200—300 м. Четырехопорные буровые вышки имеют большую устойчивость и грузоподъемность, что обусловливает возможность применения их при бурении глубоких скважин. Технические характеристики вышек и мачт

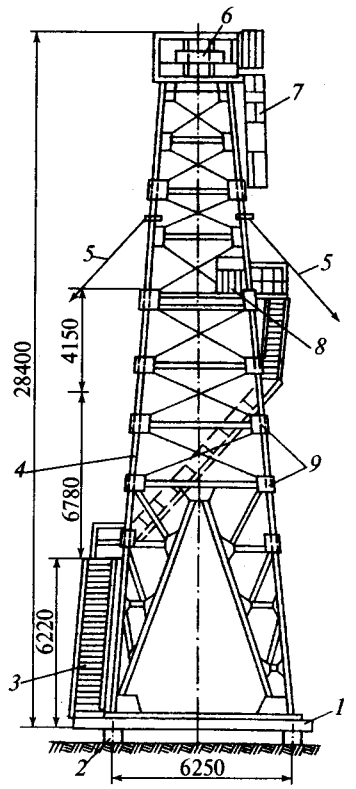


Рис. 4.15. Разборная трубчатая буровая вышка типа В-26/50:

1 — основание (рама); *2* — полозья; *3* — маршевая лестница; *4* — опоры (ноги вышки); *5* — растяжки; *6* — кронблок; *7* — лестница тоннельного типа; *8* — площадка верхового рабочего; *9* — соединительные хомуты

геологоразведочного бурения приведены в табл. 4.6. Изображенная на рис. 4.15 металлическая вышка В-26/50 имеет форму усеченной пирамиды. Каждое ребро пирамиды (нога вышки) состоит из пяти частей. Нижние части «ноги» выполнены из бесшовных, стальных труб диаметром и толщиной стенок 114 × 12 мм, а средние и верхние ее части из трубы 114 × 8 мм. Подкосы ворот и пояса до пятой выполнены из труб 114 × 8 мм, остальные пояса — из труб 73 × 9 мм. Гибкие диагональные тяги четырех нижних панелей выполнены из прутка диаметром 24 мм, верхних панелей — из прутка диаметром 20 мм. Вышка смонтирована на металлических санях из двух швеллеров № 20.

До площадки верхового рабочего вышка оборудована лестницами маршевого типа с переходными площадками, выше, к кронблоку,— лестницей тоннельного типа. На верхнем основании вышки цельносварной конструкции установлен кронблок, имеющий четыре канатных шкива и вспомогательный ролик, служащий для создания направления талевому канату, идущему на барабан лебедки. Сборку вышки производят в лежачем положении. Подъем ее осуществляют с помощью специальных стрел, канатов и тракторной тяги.

Передвижные буровые мачты — это сооружения, состоящие из собственно мачты и бурового здания. Передвижные и самоходные буровые установки имеют складывающиеся металлические мачты, которые перевозят вместе с буровой установкой. Применение мачт позволяет существенно сократить затраты времени и средств, при выполнении монтажно-демонтажных работ.

Для передвижных буровых установок серии УКБ в ВИТРе разработаны буровые мачты БМТ-4, БМТ-5, БМТ-7 (см. табл. 4.6). Конструкции мачт типа БМТ выполнены по одной принципиальной схеме. Мачта, изображенная на рис. 4.16, представляет собой одностержневую трубчатую конструкцию, шарнирно опирающуюся через А-образный портал на основание буровой установки. Мачта снабжена кронблоком, механизмом уравновешивания, позволяющим автоматически

Таблица 4.6. **Технические характеристики вышек и мачт геологоразведочного бурения**

Параметры	Вышки			Мачты								
	В-18	ВМР-24/30	В-26/50	МРУГУ-2	МРУГУ-2М	МРУГУ-18/20	БМ-2	МР-6	МР-8	БМТ-4	БМТ-5	БМТ-7
Высота, м	18	23,5	27,6	12	13,5	18	32	14	7,6	13,7	17,8	25
Грузоподъемность, кН	150	300	500	140	140	200	520	80	45	32	50	125
Талевая оснастка				1×1 2×1	2×1 1×1	2×1 1×1	1×2 2×3	1×1 1×0	1×0	1×2 1×1	1×2 1×1	2×4 1×2
Угол наклона скважины, град	90	90	90	90—65	90—75	90—75	90	90—70	70—90	90—60	90—60	90—75
Длина свечи, м	14	18,5	18,5	9	9,5	13,5	18,5—24,5	9,5	4,7	9,5	14	18,6
Транспортные габариты, м:												
длина	7	8,4	8,6	12	12	14	13	17,2	7,6	11,8	15	22
ширина	6	6	6,25	3,9	3,9	4	7,4	3		3,2	4,5	3,2
высота	18	24	28,2	4,3	4,3	4,3		3,68	3,84	3,8	4	3,5
масса, т	7	8,7	12,8	2,75	4,1	6,5	21	0,8	0,78	5,8	6	11
Глубина бурения, м	800	2000	2000	300	300	800	3000	300	100	500	800	2000

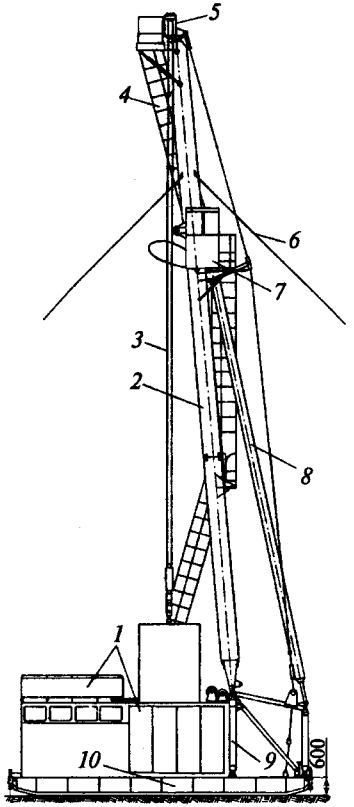


Рис. 4.16. Буровая мачта БМТ-7:

1 — буровое здание; *2* — ствол мачты; *3* — талевый канат; *4* — лестница; *5* — кронблок; *6* — растяжки; *7* — площадка; *8* — подкос; *9* — портал; *10* — основание

обеспечивать центральное нагружение ствола мачты при различных углах бурения скважины, двумя подкосами, площадкой для верхового рабочего и лестницей. Установка мачты на заданный угол бурения осуществляется наклоном ствола в продольной плоскости путем изменения длины центрального подкоса.

Для установок 5-го и 7-го классов подъем и опускание ствола мачты осуществляют с помощью лебедки бурового станка, а при необходимости — трактором. Мачта установки УКБ-4П поднимается и опускается с помощью гидравлических домкратов.

Трубчатая буровая мачта МР УГУ-2 (рис. 4.17) состоит из ствола (сварная труба) расклиненного безраскосыми фермами. Ствол опирается на основание, расположенное внутри бурового здания. Мачта оснащена свечеприемником и лестницей тоннельного типа. Кронблок мачты расположен консольно, обеспечивая свободное движение талевого блока при выполнении спуско-подъемных операций. Конструкция кронблока обеспечивает применение двухструнной талевой оснастки. Шарнирное соединение опорных элементов мачты с основанием позволяет наклонять стрелу под заданным углом при наклонном бурении. Ее положение регулируется винтовыми домкратами боковых подкосов. При бурении наклонных скважин на стреле укрепляют направляющий трос с подвижной кареткой для удержания элеватора на оси скважины. Подъем мачты в рабочее положение производят лебедкой бурового станка и трактором через монтажную стрелу.

Наиболее распространенный способ монтажа вышек — сборка их в горизонтальном положении с последующим подъемом (метод А. П. Духнина). Монтаж начинают с установки вышки в горизонтальное положение и закрепления на фундаменте ее нижней рамы. Две нижние «ноги» вышки шарнирно соединяются с рамой. Вышку поднимают трактором с помощью трубчатой подъемной стрелы, которая устанавливается на поясе нижнего основания, вращается в шарнирных опорах и крепится канатом ко второму снизу поясу вышки. Подъемная стрела состоит из двух симметрично наклоненных стержней, связанных

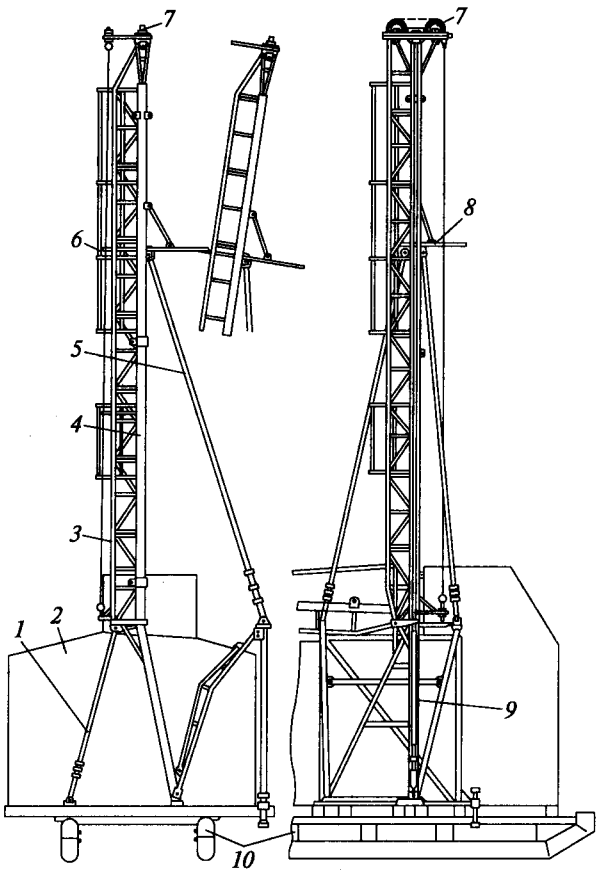


Рис. 4.17. Буровая мачта МРУГУ-2:

1 — домкратная опора для изменения угла наклона мачты; *2* — буровое здание; *3* — ферма; *4* — ствол мачты; *5* — подкос; *6* — лестница; *7* — кронблок; *8* — свечеприемник; *9* — опора (портал); *10* — металлические сани

наголовником, средним и нижним поясами. Для страховки от опрокидывания и плавного опускания вышки на основание (после перехода центра тяжести вышек и через вертикальную плоскость шарниров) к вышке крепят страховые оттяжки, соединенные с тракторами.

Принципы расчета буровых вышек и мачт

Тип и конструкцию вышки (мачты) следует выбирать в зависимости от глубины скважины, угла ее заложения, принятого типа бурового агрегата с учетом конкретных местных условий и экономической целесообразности.

При выборе высоты вышки необходимо учитывать проектную глубину скважины и ориентировочную продолжительность бурения, которая зависит от физико-механических свойств горных пород, а также способы бурения и применяемые технические средства (оборудование и инструмент для спуско-подъемных операций). Чем больше глубина скважины и продолжительность бурения, тем больше должна быть высота вышки.

Высота вышки (мачты) может быть определена из выражения

$$H = k(l_{св} + l_{пк}), \tag{4.14}$$

где $k = 1{,}2—1{,}5$ — коэффициент, учитывающий возможные переподъемы во избежание затягивания бурового снаряда в кронблок; большие значения k следует принимать при свечах малой длины или высоких скоростях подъема; $l_{св}$ — длина свечи бурильных труб, выбираемая в зависимости от проектной глубины скважины, м; $l_{пк}$ — длина подъемного комплекта (элеватора или сальника — вертлюга, талевого блока, подъемного крюка).

Длина свечи $l_{св}$ имеет следующие значения в зависимости от проектной глубины скважины H:

H, м	<50	50—100	100—300	300—500	500—800	800—1200	1200—2000	2000—3500
$l_{св}$, м	4,7	6	9,5	9,5—12	14,5	14,5—18,6	18,6—24	24

Грузоподъемность вышки (мачты) подбирают в соответствии с нагрузкой, действующей на кронблочную раму. Величина нагрузки на кронблочную раму зависит от максимально возможной нагрузки на крюке, схемы талевой оснастки и способа закрепления неподвижного конца талевого каната.

При простейшей оснастке (0×1) нагрузку на кронблочную раму (в кН) рассчитывают по формуле

$$Q_0 = 2Q_{кр}, \tag{4.15}$$

где $Q_{кр}$ — наибольшая нагрузка на крюке от наиболее тяжелой бурильной или обсадной колонны.

Вес колонны бурильных или обсадных труб Q, спускаемых в скважины, определяют из выражений:

— для бурильной колонны

$$Q_{бк} = K_0[q(L - l_у) + q_у l_у]; \tag{4.16}$$

— для обсадной колонны

$$Q_{ок} = K_0 q_{от} L. \tag{4.17}$$

Здесь q, $q_у$, $q_{от}$ — соответственно вес 1 м бурильных труб, 1 м УБТ и 1 м обсадных труб; L — длина колонны бурильных или обсадных труб, м; $l_у$ — длина УБТ, м; K_0 — коэффициент, учитывающий потерю веса труб в промывочной жидкости:

$$K_0 = 1 - \frac{\rho_ж}{\rho_м}, \tag{4.18}$$

где $\rho_ж$ и $\rho_м$ — соответственно плотность промывочной жидкости и материала труб, кг/м^3.

При более точных расчетах вес бурильной колонны равен

$$Q_{бк} = ql + q_1 n_1 + q_2 n_2 + q_3 n_3 + q_у l_у, \tag{4.19}$$

где q_1 — вес одной муфты, Н; n_1 — количество муфт; q_2 — вес одного замка, Н; n_2 — количество замков; q_3 — увеличение веса трубы за счет высаженных концов, Н; n_3 — количество труб.

Нагрузка на крюке $Q_{кр}$ будет больше веса инструмента вследствие прихватов труб в скважине и сил сопротивления при подъеме о стенки скважины:

$$Q_{бк} = k_1 k_2 q L K_0, \tag{4.20}$$

где k_1 — коэффициент, учитывающий силы трения бурильной (или обсадной) колонны о стенки скважины, а также возможный прихват ее породой при подъеме бурильной колонны: $k_1 = 1{,}5 \div 2{,}0$; k_2 — коэффициент, учитывающий увеличение массы трубы за счет соединений, для ниппельного соединения $k_2 = 1{,}05$, для замкового $k_2 = 1{,}1$.

При подъеме бурильной колонны из наклонной скважины

$$Q_{кр} = k_1 Q_{бк} K_0(\cos\theta_{ср} + \mu \sin\theta_{ср}), \tag{4.21}$$

где $\theta_{ср} = (\theta_н + \theta_к)/2$; $\theta_н$, $\theta_к$ — начальный и конечный зенитные углы скважины; μ — коэффициент трения стальных бурильных труб о породу или обсадные трубы (при трении по горным породам $\mu = 0{,}2—0{,}3$, а по обсадным трубам $\mu \approx 0{,}1$).

Нагрузка на кронблочную раму при закреплении конца каната на кронблоке или талевом блоке составляет

$$Q_0 = Q_{кр}\left(1 + \frac{2}{U_{тс}\eta}\right). \tag{4.22}$$

На буровые вышки (мачты) в процессе работы действуют различные по силе и величине нагрузки, которые можно разделить на вертикальные и горизонтальные.

Вертикальную нагрузку $P_в$ в основании вышки (в кН) находят из выражения

$$P_в = Q_{кр} + Q_м + P_х + P_н, \tag{4.23}$$

где $Q_м$ — нагрузка от собственного веса вышки, кН; $P_х$ и $P_н$ — нагрузки от вертикальных составляющих ходового и неподвижного концов талевого каната, сумму которых упрощенно рассчитывают по формуле

$$P_х + P_н = \frac{Q_{кр}}{U_ш}, \tag{4.24}$$

где $U_ш$ — число канатных шкивов талевого блока.

Усилие (в кН) на каждую стойку (ногу) вышки, наклоненной под углом γ к горизонтали четырехногой вышки, определяют по формуле

$$P_1 = \frac{Q_0}{4\sin\gamma}. \tag{4.25}$$

Наибольшая нагрузка (в кН) на каждую стойку будет действовать в нижней части вышки:

$$P_{н} = \frac{Q_0 + Q_{м}}{4 \sin \gamma}, \quad (4.26)$$

где $Q_{м}$ — нагрузка от собственного веса вышки; $\gamma = 75 \div 80°$ — угол между осью «ноги» вышки и плоскостью его нижнего основания.

Горизонтальная нагрузка (в кН), действующая на вышку, будет равна:

$$P_{г} = P_{вет} + P_{св}, \quad (4.27)$$

где $P_{вет}$ — нагрузка от давления ветра на вышку; $P_{св}$ — горизонтальная составляющая нагрузки от веса свечи.

Ветровую нагрузку на вышку (мачту), т. е. давление ветра на 1 м^2 поверхности наветренной ($P_{н}$) и заветренной ($P_{з}$) граней вышки, определяют из выражений

$$P_{н} = q_0 K_{в} \beta c, \quad (4.28)$$

$$P_{з} = q_0 K_{п} \beta c K_{ов}, \quad (4.29)$$

где q_0 — скоростной напор ветра на высоте до 10 м над поверхностью земли; $K_{в}$ — поправочный коэффициент на возрастание скоростного напора в зависимости от высоты над поверхностью земли; β — коэффициент, учитывающий динамичность воздействия ветрового напора, зависящий от пульсации ветра и периода собственных колебаний вышки; c — аэродинамический коэффициент (коэффициент обтекания); $K_{ов}$ — коэффициент, учитывающий ослабление давления ветра на заднюю грань вышки.

Скоростной напор q_0 зависит от местности, где ведутся буровые работы, и в соответствии с данными гидрометеорологической службы принимается в Па — 270, 350, 450, 550, 700, 850 и 1000. Для горных и малоизученных местностей q_0 рассчитывают по формуле

$$q_0 = \rho_{в} v^2/2, \quad (4.30)$$

где $\rho_{в}$ — плотность воздуха, кг/м^3; v — скорость ветра на высоте 10 м от поверхности земли, определяемая по данным гидрометеорологической службы, м/с.

Коэффициент $K_{в}$ в зависимости от высоты над поверхностью земли $H_{з}$ принимают

$K_{в}$	1	1,25	1,40	1,55	1,65
$H_{з}$	10	10 ÷ 20	20 ÷ 30	30 ÷ 40	40 ÷ 50

Динамический коэффициент β находят из выражения

$$\beta = 1 + \xi K_{п}, \quad (4.31)$$

где ξ — коэффициент динамичности, зависящий от периода T собственных колебаний вышки и от характера этих колебаний; $K_{п} = 0,12$ — коэффициент пульсации скоростного напора ветра.

Период T при нерабочем состоянии составляет:

$$T = 3,63 \sqrt{\frac{H_{в}^3 M_{п}}{EJ}}, \quad (4.32)$$

где $M_{п}$ — приведенная масса, кг; E — модуль упругости материала стоек, Па; J — момент инерции поперечного сечения нижней части ствола вышки, м^4.

$$M_{п} = M_{к} + 0,236(M + M_{св}), \quad (4.33)$$

где $M_{к}$, M, $M_{св}$ — соответственно массы кронблока, конструкции (с лестницами, полатями и др.) и пакета свечей, установленных за пальцем, кг.

Аэродинамический коэффициент c имеет следующие значения для обшитых поверхностей с наветренной стороны $c = 0,8$; с заветренной стороны $c = 0,6$; для равнобоких уголков $c = 2,0$.

Коэффициент $K_{ов}$ приближенно принимается равным 0,7, точку приложения ветровой нагрузки (расстояние от нижнего основания до центра тяжести обшитой буровой вышки) определяют по формуле (м):

— для четырехногой вышки

$$h_{цт} = \frac{1}{3} H_{в} \frac{в + 2в_1}{в + в_1}; \quad (4.34)$$

— для треноги

$$h_{цт} = \frac{1}{3} H_{в}, \quad (4.35)$$

где $в$ и $в_1$ — стороны верхнего и нижнего оснований вышки.

После расчета удельной ветровой нагрузки для наветренной и заветренной граней определяют полную ветровую нагрузку на вышку:

$$W = P_{н} S, \quad (4.36)$$

где S — площадь решетки вышки, м^2.

Горизонтальную составляющую нагрузки от веса свечей $P_{св}$, установленных за палец, определяют по формуле

$$P_{св} = q n_{св} \operatorname{ctg} \alpha, \quad (4.37)$$

где q — сила тяжести, действующая на одну свечу, Н; $n_{св}$ — количество свечей; α — угол наклона свечей к горизонтали, град.

4.5. Талевые системы

Назначение и типы талевых систем

Талевая система предназначена для подъема и поддержания на весу тяжелого бурового инструмента. Она представляет собой (рис. 4.18) полиспастный механизм, который состоит из кронблока *1*, установленного на вышке или мачте, талевого блока *2* и талевого каната *3*,

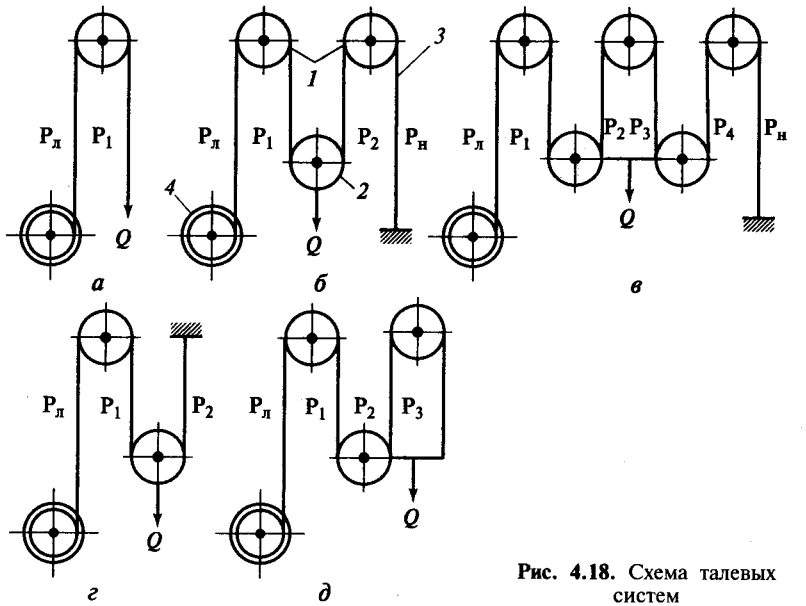


Рис. 4.18. Схема талевых систем

являющегося гибкой связью между буровой лебедкой *4* и подъемным крюком, подвешенным к талевому блоку.

Под оснасткой талевой системы понимается навеска каната на шкивы кронблока и талевого блока в определенной последовательности, которая исключала бы перекрещивание каната и трение его ветвей друг о друга.

При небольших нагрузках на крюк спуско-подъемные операции выполняют на прямом канате (рис. 4.18, *а*). В разведочном бурении применяют талевые системы трех типов: с креплением свободного конца каната к основанию буровой установки или якорю (талевая система с неподвижным концом каната, см. рис. 4.18, *б*, *в*), к кронблоку мачты или вышки (см. рис. 4.18, *г*), к талевому блоку (см. рис. 4.18, *д*).

Талевая система с неподвижным концом каната (симметричная талевая система) обеспечивает более равномерное распределение нагрузки на опоры вышки или мачты, а также позволяет устанавливать на неподвижной ветви талевого каната указатель веса инструмента и нагрузки на породоразрушающий инструмент.

При неподвижном крюке ветви талевого каната равномерно нагружены силой

$$P = Q/U_{т.с}, \qquad (4.38)$$

где Q — нагрузка на крюке (весом талевого блока можно пренебречь, так как при геологоразведочном бурении он незначителен); $U_{т.с}$ — число струн талевой системы, т. е. число подвижных ветвей каната за исключением ветви, наматываемой на барабан лебедки $P_л$.

В процессе движения вследствие трения в шкивах и изгиба каната усилия в ветвях полиспаста P_1, P_2, ..., $P_н$ распределяются неравномерно.

Поэтому нагрузка на крюке будет равна

$$Q = P_л\eta(1-\eta^{U_{т.с}})/(1-\eta). \qquad (4.39)$$

Натяжение ведущей ветви находят из выражения

$$P_л = Q(1-\eta)/\eta(1-\eta^{U_{т.с}}). \qquad (4.40)$$

Усилие в неподвижной ветви каната — из выражения

$$P_н = Q[\eta^{U_{т.с}}(1-\eta)]/(1-\eta^{U_{т.с}}). \qquad (4.41)$$

В выражениях (4.41), (4.42) и (4.43.) η — это КПД одного шкива; для шкивов на подшипниках качения $\eta = 0{,}98$.

КПД талевой системы составляет:

$$\eta_с = \eta(1-\eta^{U_{т.с}})/U_{т.с}(1-\eta). \qquad (4.42)$$

При определении числа струн талевой оснастки исходят из наибольшей нагрузки на крюк Q, которую определяют при подъеме наиболее тяжелого бурильного инструмента или наиболее тяжелой колонны обсадных труб.

$$U_{т.с} = Q/P_{л.н}\lambda_1\eta_с, \qquad (4.43)$$

где $P_{л.н}$ — натяжение ведущей ветви каната, соответствующее номинальной грузоподъемности лебедки; λ_1 — коэффициент длительной перегрузки двигателя (для электродвигателей $\lambda_1 = 1{,}3$, для двигателей внутреннего сгорания $\lambda_1 = 1{,}10 \div 1{,}15$).

В геологоразведочном бурении применяются в основном следующие оснастки талевой системы: 0×1; 1×2 и 2×3 (см. рис. 4.18, *а* — *в*).

Стальные канаты талевых систем, являясь частью талевой системы буровой установки, осуществляют гибкую связь между буровой лебедкой и подъемным крюком. Они должны быть достаточно гибкими и иметь высокую механическую прочность. По конструктивному признаку различают канаты одинарной, двойной и тройной свивки. На буровых работах применяют канаты двойной свивки, состоящие из шести прядей, свитых вокруг органического или металлического сердечника.

В большинстве конструкций канатов применяют пропитанные смазкой органические сердечники из пеньки, хлопчатобумажного корда или манилы. Органический сердечник обеспечивает равномерное распределение нагрузки между прядями, необходимую гибкость и смазку проволок каната. Канаты с металлическим сердечником имеют большую жесткость, что предохраняет тяжелонагруженный канат от раздавливания при многослойной навивке на барабан лебедки.

Проволоки в прядях располагают в два или три слоя, ориентируемых с одинаковым или различным углом свивки по слоям. Вид свивки определяет тип касания проволок между слоями. В этой связи

различают канаты с точечным касанием проволок (ТК), линейным касанием (ЛК) и комбинированным точечно-линейным касанием (ТЛК). Канаты с линейным касанием проволок в прядях более долговечны, чем с точечным.

Различают канаты с одинаковым или различным диаметром проволок в прядях типа ЛК-О (рис. 4.19, *а*) и типа ТЛК-О (см. рис. 4.19, *г*) диаметр проволок в слоях одинаков, в пряди типа ЛК-Р (см. рис. 4.19, *д*) наружный слой имеет проволоки разного диаметра. В пряди типа ЛК-РО (см. рис. 4.19, *б*) расположены слои с проволоками одинакового диаметра и с проволоками разных диаметров.

По сочетанию направления свивки элементов каната различают канаты односторонней и крестовой свивки. Канаты односторонней свивки *1* (рис. 4.19, *е*) имеют одно и то же направление свивки. По гибкости и долговечности они превосходят канаты крестовой свивки *2*, имеющие противоположное направление свивки и обладающие большей способностью закручиваться.

В зависимости от направления свивки прядей канат может быть правого и левого направлений свивки.

Характеристики наиболее часто применяемых при разведочном бурении канатов, имеющих один органический сердечник, шесть прядей с 19 или 37 проволоками в каждой, приведены в табл. 4.7.

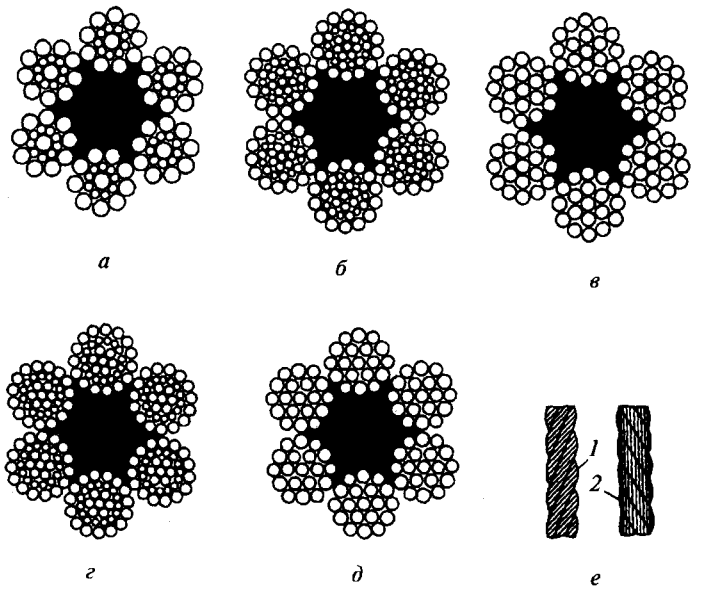


Рис. 4.19. Стальные канаты:
а — типа ЛК-О; *б* — типа ЛК-РО; *в* — типа ТК; *г* — типа ТЛК-О; *д* — типа ЛК-Р; *е* — свивка канатов; *1* — правая односторонняя; *2* — левая крестовая

Таблица 4.7. **Технические характеристики стальных канатов**

Каната	Диаметр, мм: Проволоки: центральной (6 проволок)	Диаметр, мм: Проволоки: в слоях (108 проволок)	Расчетная площадь сечения всех проволок в канате, мм²	Расчетная масса 1000 м смазанного каната, кг	Маркировочная группа по временному сопротивлению разрыва, МПа: 1370	1570	1665	1766	1960
					Расчетное разрывное усилие каната в целом, кН, не менее				
Канат двойной свивки типа ТК конструкции 6 × 19									
13,0	0,85		57,70	565,5	67,3	76,8	81,6	83,9	91,5
14,5	0,95	0,90	72,96	715,0	84,9	97,02	102,9	105,8	115,6
16,0	1,05	1,00	90,02	882,5	104,8	119,5	127,4	131,3	143,1
17,5	1,15	1,10	108,86	1070,0	126,4	144,5	153,8	158,3	173,0
19,5	1,30	1,20	130,11	1275,0	151,4	173,0	183,7	189,6	206,8
21,0	1,40	1,30	152,58	1495,0	177,4	202,8	215,6	222,5	242,5
22,5	1,50	1,40	176,86	1735,0	205,8	235,2	250,0	257,7	281,3
24,0	1,60	1,50	202,92	1990,0	236,2	270,0	286,6	296,0	322,4
25,5	1,70	1,60	230,76	2265,0	269,0	307,2	326,3	336,1	367,0
27,0	1,80	1,70	260,41	2555,0	303,3	346,9	368,5	379,7	414,0
Канат двойной свивки типа ТК конструкции 6 × 37									
11,5	0,55	0,50	43,85	427,0	—	56,3	59,8	61,3	66,6
13,5	0,65	0,60	63,05	613,5	—	80,7	85,9	87,8	95,7
15,5	0,75	0,70	85,77	834,5	96,4	109,7	116,6	119,5	129,8
22,5	1,05	1,00	174,84	1705,0	196,0	224,4	238,6	244,0	265,1
24,5	1,15	1,10	211,50	2060,0	237,6	271,5	288,6	295,5	321,0
27,0	1,30	1,20	252,26	2455,0	283,2	323,9	344,0	352,8	382,7
29,0	1,40	1,30	295,93	2880,0	332,2	379,7	403,7	413,5	448,8

Канаты при работе подвергаются сложной нагрузке: растяжению, изгибу, вибрации, контактным напряжениям, поэтому они должны иметь высокую прочность, большую гибкость, хорошо противостоять внешнему и внутреннему износу проволок. Надежность и долговечность каната во многом определяются соотношением диаметра барабана (шкива) $D_б$ и диаметром каната $d_к$.

В соответствии с принятыми нормами для установок геологоразведочного бурения $D_б \geq 18d_к$, а для установок с большим объемом спуско-подъемных операций $D_б = (32—42)d_к$. При $D_б/d_к > 25$ рекомендуется применять более жесткие канаты, с большим диаметром проволок в пряди, а при $D_б/d_к < 25$ — гибкие канаты.

Для геологоразведочных буровых установок диаметр талевого каната выбирают в соответствии с расчетом на статическую прочность по формуле

$$P_р = k_{п.з} P, \qquad (4.44)$$

где $P_р$ — разрывное усилие каната, кН; $k_{п.з} \geq 2,5$ — коэффициент запаса прочности; P — максимальное усилие, развиваемое лебедкой на минимальной скорости, кН:

$$P = N\lambda\eta/v_{min}, \qquad (4.45)$$

где N — номинальная мощность двигателя, Вт; λ — коэффициент перегрузки двигателя: для асинхронных электродвигателей $\lambda = 1{,}8 \div 2{,}2$, для двигателей внутреннего сгорания $\lambda = 1{,}1$; $\eta = \eta_{3i}\eta_б$ — КПД передач от двигателя до барабана лебедки; $\eta_{3i} = 0{,}98$ — КПД зубчатой передачи; i-число передач в кинематической цепи; $\eta_б = 0{,}97$ — КПД барабана; v_{min} — минимальная скорость навивки каната на барабан, м/с.

В процессе эксплуатации за состоянием каната должен быть установлен систематический контроль. Правилами безопасности запрещается работать:

✓ при обрыве одной пряди каната;

✓ при числе оборванных проволок более 5 % на длине шага свивки каната диаметром до 20 мм, а каната диаметром свыше 20 мм — более 10 %;

✓ при износе каната более 10 % первоначального диаметра.

Уход за талевой системой буровой установки сводится в основном к проверке крепления кронблока, конца неподвижного каната и к систематической смазке подшипников, каната и шкивов.

Кронблок (рис. 4.20) является неподвижной частью талевой системы, монтируется на верхней раме мачты или на подкронблочных балках вышки. Представляет собой раму *6*, сваренную из профильного проката, на которой в опорах размещена ось *1* со шкивом *2*, установленные на подшипниках качения *3*. Для защиты вращающихся шкивов и во избежание соскакивания каната на раме шарнирно укреплен кожух *5*. Кронблок с тремя-четырьмя шкивами обычно выполняют одноосными с двумя опорами *4*, с большим количеством шкивов — трехопорными.

Талевый блок является подвижной частью талевой системы, подвешивается к кронблоку на талевом канате и соединяется с бурильными или обсадными трубами с помощью вертлюжной скобы, крюка или элеватора.

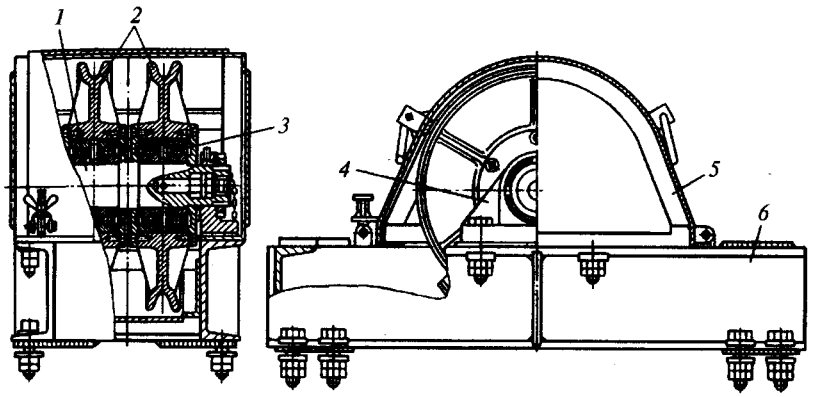


Рис. 4.20. Кронблок

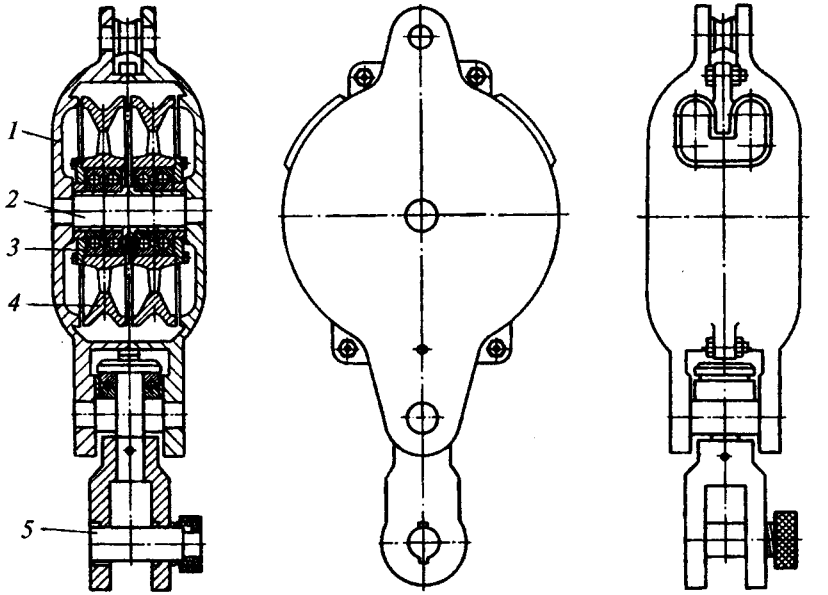


Рис. 4.21. Талевый блок

С целью уменьшения габаритных размеров талевые блоки независимо от грузоподъемности выполняют двухопорными. Конструкция талевого блока с двумя шкивами показана на рис. 4.21. В корпусе, состоящем из двух скрепленных болтами секций *1*, установлена ось *2*, на которой смонтированы шкивы *4* на подшипниках *3*. В нижней части талевого блока имеется ось *5* для соединения с элеватором или вертлюгом-амортизатором.

Шкивы талевых блоков и кронблоков имеют одинаковую конструкцию.

Литература

1. *Афанасьев И. С., Блинов Г. А., Пономарев П. П.* и др. Справочник по бурению геологоразведочных скважин.— СПб.: Недра, 2000.

2. *Ганджумян Р. А.* Буровые машины и механизмы. Учебно-метод. пособ.— М.: МГГА, 2000.

3. *Ганджумян Р. А.* Практические расчеты в разведочном бурении.— М.: Недра, 1986.

4. *Дудля Н. А.* Буровые машины и механизмы.— Донецк: Вища шк., 1985.

5. *Кирсанов А. Н., Зиненко В. П., Кардыш В. Г.* Буровые машины и механизмы.— М.: Недра, 1981.

6. *Козловский Е. А.* Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. Т. 1.— М.: Недра, 1984.

ГЛАВА 5

БУРОВАЯ ГИДРОАЭРОМЕХАНИКА И ЭЛЕМЕНТЫ ГИДРОПНЕВМОПРИВОДА

Использование жидкостей, газов и их смесей при бурении и эксплуатации скважин очень разнообразно — от очистных (техническая вода, воздух, глинистые растворы, эмульсии, пены), закрепляющих (смолы, цементные растворы) буферных, продавочных, смазочных (КАВС) и рабочих (для гидропневмосистем буровых установок, струйных аппаратов, эрлифтов) агентов до полезных ископаемых (нефть, вода, горючие газы, рассолы, жидкие руды), извлекаемых из буровых скважин.

Поведение жидких и газообразных тел, используемых в буровой практике, имеет свои особенности. Изучают его в специальной прикладной дисциплине «буровая гидроаэромеханика», имеющей ряд направлений: «фильтрация жидкостей и газов к буровым скважинам», «гидравлика тампонажа скважин», «гидроаэросопротивления при промывке (продувке) скважин» и др.

В данной главе рассмотрено последнее из вышеназванных направлений.

Буровая гидроаэромеханика — это прикладное направление науки «механика жидкости и газа».

Буровая гидромеханика (буровая гидравлика), как и буровая аэромеханика, состоит из трех основных разделов: статики (изучает равновесие жидкостей или газов), кинематики (изучает геометрию движения) и динамики (изучает движение жидкостей или газов и движение тел в жидких или газовых средах под действием сил). Следует учитывать некоторую условность названия «буровая гидроаэромеханика»: данное направление включает не только собственно механику, но и необходимые разделы таких дисциплин, как химия, термодинамика и др.

Жидкость — это физическое тело, обладающее свойством текучести, т. е. способное изменять форму при сравнительно малых усилиях. В широком смысле слова под понятие «жидкость» попадают газообразные (газы) и капельные жидкости. Газы легко изменяют форму и объем, и часто называют их сжимаемыми жидкостями. Капельные жидкости малосжимаемы, так как находятся в сжатом состоянии под действием молекулярного (внутреннего) давления (для воды оно достигает величины 1100 МПа). Молекулярное давление

направлено внутрь жидкости, его нельзя измерить простыми приборами.

Далее газообразные жидкости названы газами, а капельные — жидкостями.

5.1. Параметры состояния жидкостей и газов

Параметрами состояния называют величины, характеризующие состояние объекта в данный момент времени (в данном месте объекта). Основные параметры состояния — абсолютное давление, абсолютная температура, плотность, или объемная масса, удельный, или массовый, объем и полный объем.

1. *Абсолютное давление P*

Давление — это отношение силы H к площади, м^2. Давление в жидкостях вызвано силами отталкивания молекул при их сближении под действием внешних сил, в газах — ударами молекул. В системе СИ оно измеряется в паскалях (Па): 1 Па = 1 Н/м^2 = 1 Дж/м^3; 1 ат (атмосфера техническая) = 1 кгс/см^2 = 1 кГ/см^2 = $0{,}980665 \cdot 10^5$ Па (точно) = = 10 м вод. ст. (при $\rho = 1000$ кг/м^3 и $g = 9{,}80665$ Н/кг) $\approx 10^5$ Па = = 0,1 МПа = 1 бар; 1 атм (атмосфера физическая, или нормальная) = = 1 атм = 101 325 Па (точно) = 760 мм рт. ст. (при $\rho = 13\,595$ кг/м^3, $g = 9{,}80665$ Н/кг) $\approx 10{,}33$ м вод. ст. (при $\rho = 1000$ кг/м^3) ≈ 1 атм; 1 кр/см^2 (килопонд на см^2) = $0{,}980665 \cdot 10^5$ Па (точно); 1 Торр (торр) = 1 мм рт. ст. = = 133,322 Па (точно).

$P = P_a$ — атмосферное, или барометрическое, давление. На поверхности Земли в среднем $P_a \approx 1$ ат; измеряется барометром.

2. *Абсолютная, или термодинамическая, температура T*

Температура характеризует степень нагретости. Представляет собой меру средней кинетической энергии движения молекул. В СИ измеряется в кельвинах (К).

$$T = 273{,}15 + t\,^\circ\mathrm{C}, \ \mathrm{K}; \tag{5.1}$$

$$t\,^\circ\mathrm{C} = \frac{5}{9}(t\,^\circ\mathrm{F} - 32) = \frac{5}{9}t\,^\circ\mathrm{Ra} - 273{,}15 = \frac{5}{4}t\,^\circ\mathrm{R}, \ ^\circ\mathrm{C}, \tag{5.2}$$

где $t\,^\circ$C — температура в градусах Цельсия; T — температура в кельвинах; $t\,^\circ$F — температура в градусах Фаренгейта; $t\,^\circ$Ra — температура в градусах Ренкина; $t\,^\circ$R — температура в градусах Реомюра.

3. *Объем V*

В СИ измеряется в м^3: 1 м^3 = 1000 дм^3 = 1000 л.

1 баррель нефтяной (США) = 0,158988 м^3; 1 бушель (США) = = $3{,}52393 \cdot 10^{-2}$ м^3; 1 галлон для жидкостей (США) = $3{,}78543 \cdot 10^{-3}$ м^3; 1 пинта для жидкостей (США) = $4{,}73179 \cdot 10^{-4}$ м^3.

4. *Плотность, или объемная масса, ρ*

В СИ имеет размерность кг/м^3. Представляет собой отношение массы (кг) к объему (м^3).

Объемной деформацией жидкости (газа) называют изменение плотности.

Зависимость $\rho = f(t)$ для воды аномальна, имеет максимум при $t = 3{,}98$ °С. Ниже приведены значения плотности пресной воды при $p = p_a$ в зависимости от температуры

Температура t, °С	Плотность ρ, кг/м³
0	999,87
3,98	1000
10	999,75
20	998,26
50	998,2

Наряду с плотностью используют и другие понятия:

а) удельный, или массовый, объем $V_{об}$, м³/кг:

$$V_{об} = \frac{1}{\rho}; \qquad (5.3)$$

б) относительная плотность ρ':

$$\rho' = \rho/\rho_0, \qquad (5.4)$$

где для жидкостей $\rho_0 = 1000$ кг/м³ — плотность воды при $P = P_a$ и $t = 3{,}98$ °С; для газов $\rho_0 = 1{,}2$ кг/м³ — плотность атмосферного воздуха;

в) удельный, или объемный, вес γ, Н/м³:

$$\gamma = \rho g, \qquad (5.5)$$

где g — удельная сила тяжести, или ускорение свободного падения, на поверхности Земли $g = 9{,}81$ Н/кг $= 9{,}81$ м/с²;

г) относительный удельный, или относительный объемный, вес γ':

$$\gamma' = \frac{\gamma}{\gamma_0} = \frac{\rho g}{\rho_0 g} = \rho'. \qquad (5.6)$$

Различают *статические параметры и параметры торможения* (торможение — это уменьшение скорости потока препятствием). Статические параметры (P, t, ρ и др.) — это параметры незаторможенной жидкости (газа), которые можно измерить прибором, неподвижным относительно жидкости (газа). В потоке статические параметры фиксирует прибор, движущийся вместе с потоком (либо подсоединенный к трубопроводу таким образом, чтобы не тормозить поток). В покоящейся жидкости (газе) эти параметры может зафиксировать неподвижный прибор. Параметры торможения измеряют прибором, останавливающим течение в данном месте потока.

5.2. Абсорбция и дегазация жидкостей. Растворение твердых и жидких веществ

Абсорбцией называют поглощение объемом жидкости газа, контактирующего с ее поверхностью. Явление абсорбции отражает *закон Генри*: при небольших внешних давлениях газа абсорбируемое количество газа при данной температуре пропорционально его давлению.

В отличие от кипения и конденсации процессы абсорбции и дегазации (выделения растворенного газа) растянуты во времени.

При повышении температуры и уменьшении давления растворимость газов в жидкостях обычно уменьшается и наоборот, поэтому нагрев жидкости — один из способов ее дегазации.

Растворенные газы не оказывают существенного влияния на механические свойства жидкостей. Выделившиеся газы ухудшают рабочие свойства жидкостей гидроприводов.

Насыщенным называют раствор, находящийся в динамическом равновесии с избытком растворенного вещества. В насыщенном растворе содержится максимальное количество растворенного вещества. Иногда раствор может быть перенасыщенным, но такие растворы неустойчивы.

Как правило, растворимость твердых веществ с повышением температуры увеличивается и от давления почти не зависит. Растворение может сопровождаться выделением или поглощением теплоты.

При смешении (растворении) жидкостей часто наблюдается *контракция* — уменьшение объема смеси в сравнении с суммой исходных объемов смешиваемых жидкостей. Растворенные в жидкости твердые и жидкие вещества в большинстве случаев не оказывают существенного влияния на механические свойства жидкостей.

5.3. Кипение, конденсация и кавитация жидкостей

Если абсолютное давление жидкости понижается до *давления (упругости) насыщенного пара* $P_{н.п}$ при данной температуре или температура жидкости повышается до *температуры насыщения* $t_{н.п}$ при данном давлении, то в жидкости образуются полости, пузырьки, заполненные (в дегазированной жидкости полностью) насыщенным паром этой жидкости. Происходит фазовый переход жидкости в пар.

Если пузырьки насыщенного пара (кавитационные пузырьки) всплывают на поверхность жидкости, такой процесс называют *кипением*.

Если кавитационные пузырьки не всплывают на поверхность, а попадают в область повышенного давления или пониженной температуры, происходит их *конденсация* (смыкание, схлопывание). Такой процесс фазового перехода называют *кавитацией*.

Давление, возникающее при конденсации одного кавитационного пузырька, составляет десятки мегапаскалей. Смыкание кавитационных пузырьков на стенках гидравлических машин может приводить к *кавитационной эрозии* материала, т. е. к разрушению поверхности. По этой причине при всасывании жидкости насосом нельзя допускать падения давления в рабочей камере насоса до значения $P_{н.п}$ при данной температуре $t_{н.п}$. Ниже показана зависимость давления от температуры.

Температура насыщения $t_{н.п}$, °С	Давление насыщения $P_{н.п}$, Па
0	$0{,}0061 \cdot 10^5$
4	$0{,}0081 \cdot 10^5$
10	$0{,}012 \cdot 10^5$
20	$0{,}023 \cdot 10^5$
50	$0{,}12 \cdot 10^5$
70	$0{,}31 \cdot 10^5$
100	$1{,}01 \cdot 10^5$
200	$15{,}6 \cdot 10^5$
300	$86 \cdot 10^5$
374	$220{,}8 \cdot 10^5$

Примечание. Состояние воды (пара) при $P_{н.п} = 221{,}15 \cdot 10^5$ Па и $t_{н.п} = 374{,}12$ °С называют критическим (жидкость и пар теряют между собой различия).

Основные способы защиты от кавитационной эрозии следующие: при работе насоса — ограничение высоты всасывания; повышение давления столба жидкости; принудительная аэрация жидкости; применение стойких к кавитационной эрозии материалов — нержавеющих сталей, алюминиевых бронз, хромоникелевых сплавов; применение специальных покрытий — резиновых, нейлоновых и др.

Искусственно создаваемую кавитационную эрозию можно использовать для очистки фильтров буровых скважин, разрушения горных пород и т. д.

Следует иметь в виду, что кавитация может не только разрушать, но и упрочнять склонные к наклепу под действием пластической деформации поверхностных слоев материалы.

5.4. Осмотическое давление

Диффузия — необратимое самопроизвольное распространение вещества (массоперенос) в какой-либо среде в направлении убывания концентрации вещества.

Осмос — это избирательная диффузия через полупроницаемые перегородки, т. е. пропускающие растворитель и задерживающие растворенное вещество. Величина осмотического давления определяется *законом Вант-Гоффа:* осмотическое давление $P_{осм}$ равно тому давлению, которое имело бы растворенное вещество, если бы оно в виде совершенного газа занимало объем раствора при температуре раствора.

$$p_{осм} = \frac{\mu_м RTm}{\mu_м V}, \qquad (5.7)$$

где $\mu_м R$ — универсальная газовая постоянная, $\mu_м R = 8314{,}51$ Дж/(кмоль · К); T — температура растворенного вещества, равная температуре раствора и растворителя, К; $\mu_м$ — молярная масса растворенного вещества

(кг/кмоль), численно равная безразмерной относительной молекулярной массе (сумме произведений количества атомов в молекуле химического элемента на относительную атомную массу); V — объем раствора, м^3; m — масса раствора, кг.

5.5. Капиллярное поднятие (опускание) жидкости

В районе примыкания поверхности жидкости к стенке капиллярной трубки возможны следующие основные варианты взаимодействия:

а) если взаимное притяжение молекул жидкости велико в сравнении с силой взаимного притяжения молекул жидкости и стенки капилляра, то стенка жидкостью *не смачивается, мениск* (изогнутая поверхность жидкости) имеет выпуклую форму;

б) если взаимное притяжение молекул жидкости и стенки капилляра выше, чем притяжение молекул жидкости друг к другу, то стенка жидкостью *смачивается*, мениск имеет вогнутую форму.

Силы взаимного притяжения молекул на поверхности жидкости условно называют *силами поверхностного натяжения (сцепления, когезии).* Эти силы стремятся сократить до минимума величину поверхности жидкости так, как будто жидкость обтянута некоторой воображаемой упругой пленкой.

Силой поверхностного натяжения $F_{п.н}$ называют силу, действующую на периметр поверхности жидкости и направленную по нормали к периметру и по касательной к самой поверхности. Если поверхность жидкости плоская, то силы $F_{п.н}$ лежат в одной плоскости и их равнодействующая равна нулю. Чем больше кривизна поверхности, тем величина равнодействующей выше. Равнодействующая направлена к центру кривизны.

Коэффициентом поверхностного натяжения σ (Н/м) называют силу поверхностного натяжения, действующую на единицу длины периметра поверхности жидкости:

$$\sigma = \frac{F_{п.н}}{H'}, \qquad (5.8)$$

где H' — длина периметра поверхности, м.

$$F = 2\sigma H'(\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2), \qquad (5.9)$$

где F — равнодействующая сил поверхностного натяжения, Н; α_1 и α_2 — углы между вектором равнодействующей силы и радиусами кривизны поверхности R_1 и R_2 соответственно.

Или приближенно

$$F = \sigma(H')^2\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right). \qquad (5.10)$$

Обозначим

$$\Delta P = \frac{F}{f}, \tag{5.11}$$

где f — площадь проекции поверхности жидкости на плоскость, нормальную линии действия силы F.

Примем приближенно $f = (H')^2$, тогда

$$\Delta P = \sigma\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right), \tag{5.12}$$

где ΔP — капиллярное давление, Па; R_1 и R_2 — радиусы кривизны; величины алгебраические: если центр кривизны О нормального сечения находится под поверхностью жидкости, то радиус положителен, если над поверхностью жидкости, то радиус отрицателен.

Выражение (5.12) называют формулой Лапласа. Для плоской поверхности $R_1 = R_2 \to \infty$, $\Delta P = 0$. Для сферической поверхности жидкости $R_1 = R_2 = R_м$,

$$\Delta P = \frac{2\sigma}{R_м}. \tag{5.13}$$

Поверхностным натяжением, кроме жидкостей, обладают и твердые тела. Если граничат друг с другом сразу три вещества (что и наблюдается в капиллярной трубке) — твердое (т), жидкое (ж) и газообразное (г), то следует учитывать поверхностное натяжение на границе этих трех тел.

$$\cos\varphi = \frac{\sigma_{т.г} - \sigma_{т.ж}}{\sigma_{ж.г}} = \frac{\sigma_{т.г} - \sigma_{т.ж}}{\sigma}, \tag{5.14}$$

где φ — краевой угол, или угол смачивания, отсчитываемый внутри жидкости между касательными, проведенный к поверхности твердого тела и поверхности жидкости; на границе вода — стекло $\varphi \approx 0°$, ртуть — стекло $\varphi \approx 140°$; $\sigma_{т.г}$, $\sigma_{т.ж}$, $\sigma_{ж.г} = \sigma$ — коэффициенты поверхностного натяжения на границах твердое тело — газ, твердое тело — жидкость и жидкость — газ соответственно.

Уравнение (5.14) называют формулой Юнга. Она не справедлива в двух случаях: при $\varphi = 0$ *(полное смачивание)* и при $\varphi = \pi$ *(полное несмачивание)*.

Приравнивая вес жидкости в капилляре и равнодействующую сил поверхностного натяжения, получим

$$h = \frac{2\sigma}{\rho g R_м} = \frac{2\sigma\cos\varphi}{\rho g r}, \tag{5.15}$$

где h — высота капиллярного поднятия (опускания) жидкости, измеряемая по вертикали, м; величина алгебраическая, имеет знак положительный — при поднятии жидкости, отрицательный — при опускании; $R_м$ — радиус мениска жидкости, м; r — радиус капилляра, м.

Уравнение (5.15) называют формулой Жюрена.

Значения коэффициента поверхностного натяжения для воды на границе с воздухом приведены ниже. Для нефти (при $t = 20$ °С) $\sigma = 0{,}26$ Н/м, для ртути (при $t = 25$ °С) $\sigma = 0{,}465$ Н/м, для этилового спирта (при $t = 20$ °С) $\sigma = 0{,}0228$ Н/м.

Температура t, °С	Коэффициент поверхностного натяжения σ, Н/м
0	0,0755
10	0,0744
20	0,07288
50	0,06777
100	0,05891
200	0,03777
300	0,01429
374,12	0

Вещества, уменьшающие величину коэффициента поверхностного натяжения, называют *поверхностно-активными веществами (ПАВ)*. Некоторые вещества (сахара, соли) увеличивают величину σ.

5.6. Вязкость жидкостей и газов

Вязкость — способность жидкостей (газов) оказывать сопротивление сдвигу при сравнительно малых скоростях сдвига. Вязкость проявляется в виде сил внутреннего трения.

Остановимся на двух базовых законах трения — Ньютона (5.16) и Бингама (5.17).

$$\tau = \mu\left|\frac{d\omega}{dz}\right|, \tag{5.16}$$

$$\tau = \tau_0 + \mu\left|\frac{d\omega}{dz}\right|, \tag{5.17}$$

где τ — касательное напряжение, Па; μ — *динамическая (абсолютная) вязкость*, Па · с, или в (5.17) — *пластическая (структурная) вязкость*; $\frac{d\omega}{dz}$ — производная от местной скорости жидкости (газа) ω по перпендикулярному вектору скорости направлению z, $с^{-1}$; часто называют градиентом скорости; τ_0 — начальное напряжение сдвига, Па.

$$\mu = \vartheta\rho, \tag{5.18}$$

где ϑ — кинематическая вязкость, $м^2/с$.

Абсолютная и кинематическая вязкости жидкостей почти не зависят от давлений, если последние не превышают 20 МПа. Абсолютная вязкость газов мало зависит от давления, кинематическая — вследствие их сжимаемости зависит от давления. И абсолютная, и кинематическая вязкости жидкостей и газов существенно зависят от тем-

Таблица 5.1. **Вязкость воды при $P = P_a$**

Температура t, °С	Абсолютная вязкость μ, Па · с	Кинематическая вязкость ϑ, м²/с
0	$1{,}75 \cdot 10^{-3}$	$1{,}75 \cdot 10^{-6}$
4	$1{,}57 \cdot 10^{-3}$	$1{,}57 \cdot 10^{-6}$
7	$1{,}42 \cdot 10^{-3}$	$1{,}43 \cdot 10^{-6}$
20	10^{-3}	10^{-6}

Таблица 5.2. **Вязкость воздуха при $P = P_a$**

Температура t, °С	Абсолютная вязкость μ, Па · с	Кинематическая вязкость ϑ, м²/с
–23	$16 \cdot 10^{-6}$	$1{,}13 \cdot 10^{-5}$
0	$17{,}1 \cdot 10^{-6}$	$1{,}33 \cdot 10^{-5}$
27	$18{,}5 \cdot 10^{-6}$	$1{,}57 \cdot 10^{-5}$
50	$19{,}4 \cdot 10^{-6}$	$1{,}78 \cdot 10^{-5}$
127	$23 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-5}$
227	$27 \cdot 10^{-6}$	$3{,}05 \cdot 10^{-5}$
327	$30{,}6 \cdot 10^{-6}$	$5{,}2 \cdot 10^{-5}$

пературы: чем температура выше, тем вязкости жидкостей меньше, у газов, наоборот (табл. 5.1 и 5.2).

Жидкости (газы), подчиняющиеся при сравнительно малых скоростях сдвига закону трения Ньютона, называют *ньютоновскими жидкостями (НЖ).*

К НЖ (жидкостям в широком смысле слова) относят воду, газы и их смеси, в том числе воздух, нефть, эмульсии, аэрозоли, масла в гидросистемах, некоторые пены и аэрированные жидкости, расплавленные металлы, спирты, ртуть и др.

Жидкости, подчиняющиеся при сравнительно малых скоростях сдвига закону трения Бингама, называют *бингамовскими жидкостями (БЖ).* К БЖ относят глинистые растворы (суспензии), некоторые пены и аэрированные жидкости, цементные растворы, масляные краски, грязи, некоторые пасты. Закон трения Бингама является более общим по отношению к закону трения Ньютона (для НЖ $\tau_0 = 0$). Для глинистых и цементных растворов в качестве начального напряжения сдвига выступает *динамическое напряжение сдвига* данного раствора.

5.7. Основные уравнения гидростатики и газовой статики

Основное уравнение гидростатики:

$$P = P_0 + \rho g h, \tag{5.19}$$

где P — абсолютное статическое давление, Па; P_0 — внешнее статическое давление, Па; h — глубина, измеряемая по вертикали, м.

Следствием основного уравнения гидростатики является *закон Паскаля:* внешнее давление передается во все точки жидкости без изменения.

Уравнению (5.19) можно придать иной вид:

$$\frac{P}{\rho} = \frac{P_0}{\rho} + gh, \tag{5.20}$$

$$\frac{P}{\rho g} = \frac{P_0}{\rho g} + h, \tag{5.21}$$

где $\frac{P}{\rho g}$ — абсолютный напор, м; $\frac{P_0}{\rho g}$ — внешний напор, м.

В дифференциальной форме записи, справедливой как для жидкостей, так и для газов,

$$\frac{dP}{\rho} = g dh, \tag{5.22}$$

где $\rho = \rho(P)$ — уравнение вида термодинамического процесса изменения состояния жидкости (газа).

Экспериментально доказано, что основные параметры состояния реального газа (P, T, ρ, $V_{об}$, V) приближенно связаны между собой в любом термодинамическом процессе в данный момент времени *уравнением состояния совершенного (идеального) газа* (уравнением Клапейрона — Менделеева) (5.23) — (5.26).

Совершенным называют *газ* (смесь газов), подчиняющийся уравнению состояния.

Чем меньше плотность реального газа, тем меньше его поведение отличается от поведения совершенного газа. При этом справедливы следующие зависимости:

$$P V_{об} = RT; \tag{5.23}$$

$$PV = mRT; \tag{5.24}$$

$$P \mu_м V_{об} = \mu_м RT; \tag{5.25}$$

$$P = \rho RT, \tag{5.26}$$

где R — удельная газовая постоянная, Дж/(кг · К); m — масса газа, кг; $\mu_м$ — молярная масса газа, кг/кмоль; для воздуха $\mu_м = 28{,}97$ кг/кмоль; $\mu_м V_{об} = \frac{\mu_м}{\rho}$ — молярный объем газа, м³/кмоль; при нормальных (физических) условиях ($P = 101\,325$ Па, $T = 273{,}15$ К) для любого совершенного газа $\mu_м V_{об} = 22{,}41410$ м³/кмоль; $\mu_м R$ — универсальная газовая постоянная, $\mu_м R = 8314{,}51$ Дж/(кмоль · К):

$$R = \frac{\mu_м R}{\mu_м} = \frac{8314{,}51}{\mu_м}. \tag{5.27}$$

1 кмоль (киломоль) — условная единица количества вещества, содержит количество частиц, равное числу Авогадро ($6{,}022 \cdot 10^{26}$ кмоль$^{-1}$).

Количество вещества равно 1 кмоль, если число килограммов вещества равно относительной молекулярной массе:

$$\mu_м = Mr \cdot 1 \text{ кг/кмоль}, \tag{5.28}$$

где Mr — относительная молекулярная масса.

$$Mr = \sum_{i=1}^{i=y} (n_{ат\,i} A_{ri}), \tag{5.29}$$

где $n_{ат}$ — число атомов в молекуле химического элемента; A_r — относительная атомная масса химического элемента; y — количество химических элементов в соединении.

Единицей количества вещества в СИ является 1 моль, однако удобнее пользоваться в расчетах величинами, в которые входит кмоль.

Связь между начальными и конечными значениями параметров состояния в изохорном ($\rho = \text{const}$, или $\upsilon = \text{const}$), изобарном ($P = \text{const}$) и изотермном ($T = \text{const}$) термодинамических процессах определяет *объединенный газовый закон:*

$$\frac{P_i V_{об}}{T_i} = \frac{P_i}{\rho_i T_i} = R = \text{const}. \tag{5.30}$$

Процесс изменения состояния газа по глубине примем изотермным. Решая совместно (5.22) и (5.30) после интегрирования, получим основное уравнение газовой статики:

$$P = P_0 e^{\frac{gh}{RT}}, \tag{5.31}$$

где $e \approx 2{,}72$ — основание натуральных логарифмов.

Или

$$\rho = \rho_0 e^{\frac{gh}{RT}}, \tag{5.32}$$

В уравнениях (5.19), (5.31) и (5.32) при рассмотрении статики жидкости (газа) в буровой скважине следует учитывать возможный наклон скважины:

$$h = L \cos\theta, \tag{5.33}$$

где L — длина ствола скважины, м; θ — среднее по длине скважины значение зенитного угла.

Разница между абсолютным и внешним давлениями жидкости называют *весовым давлением* $P_в$.

$$P - P_0 = P_в = \rho g h, \tag{5.34}$$

$$\frac{P_в}{\rho g} = \frac{P - P_0}{\rho g}, \tag{5.35}$$

где $\frac{P_в}{\rho g}$ — весовой напор жидкости, м.

При $P_0 = P_а$ (сосуд открыт, жидкость граничит с атмосферой) $P_в = P_и$.

Разницу между абсолютным и атмосферным давлениями называют *избыточным (манометрическим, сверхатмосферным) давлением* $P_и$ и измеряют манометром.

$$P - P_а = P_и, \tag{5.36}$$

$$\frac{P_и}{\rho g} = \frac{P - P_а}{\rho g}, \tag{5.37}$$

где $\frac{P_и}{\rho g}$ — избыточный (манометрический, сверхатмосферный) напор, м.

Разницу между атмосферным и абсолютным давлениями называют *вакуумметрическим давлением* $P_{вак}$ и измеряют вакуумметром.

$$P_а - P = P_{вак}, \tag{5.38}$$

$$\frac{P_{вак}}{\rho g} = \frac{P_а - P}{\rho g}, \tag{5.39}$$

где $\frac{P_{вак}}{\rho g}$ — вакуумметрический напор, м.

Определим максимальное значение высоты всасывания (вакуумметрического напора) воды насосом в атмосферных условиях; при всасывании в камере насоса $P > P_{н.п}$. Примем $P = P_{н.п}$. При $t = 4\,°C$ $P_а = 0{,}981 \cdot 10^5$ Па, $\rho = 1000$ кг/м^3, $P_{н.п} \approx 0$. Тогда (5.39) примет вид:

$$\frac{P_{вак}}{\rho g}(\max) = \frac{P_а - P}{\rho g} = \frac{P_а - 0}{\rho g} = \frac{0{,}981 \cdot 10^5}{1000 \cdot 9{,}81} = 10 \text{ м}.$$

5.8. Относительное движение жидкости (газа) и твердого тела

На частицу шлама, падающую в жидкости (газе), действуют следующие силы:

— лобового сопротивления:

$$F_{л.с} = 0{,}5 C_{л.с} f_ш \rho \upsilon^2; \tag{5.40}$$

— подъемная (Архимеда):

$$F_а = mg \frac{\rho}{\rho_ш}; \tag{5.41}$$

— тяжести:

$$F_т = mg, \tag{5.42}$$

где $C_{л.с}$ — коэффициент силы лобового сопротивления; $f_ш$ — площадь сечения частицы шлама, м^2; ρ — плотность жидкости (газа), кг/м^3; $\rho_ш$ — плотность частицы, кг/м^3; υ — скорость шлама относительно среды, м/с; g — удельная сила тяжести (ускорение свободного падения), Н/кг; m — масса частицы, кг.

Падение частицы является ускоренным. Тогда уравнение движения частицы будет следующим:

$$m\frac{dv}{dt} = mv\frac{dv}{dS} = F_т - F_а - F_{л.с}, \qquad (5.43)$$

где t — время падения, с; S — путь шлама, м.

Подставляя (5.40) — (5.42) в (5.43) после интегрирования получим

$$v = v_в th\left(t\sqrt{\frac{3g}{4d_ш}C_{л.с}\left(1-\frac{\rho}{\rho_ш}\right)\frac{\rho}{\rho_ш}}\right) = v_в\sqrt{1-e^{-1,5S\frac{C_{л.с}}{d_ш}\frac{\rho}{\rho_ш}}}, \qquad (5.44)$$

где $v_в$ — предельное недостижимое значение скорости шлама относительно жидкости, м/с; $d_ш$ — эквивалентный диаметр частицы шлама, м; $th(x)$ — гиперболический тангенс.

Под *эквивалентным диаметром частиц шлама* понимают диаметр частицы шлама, имеющей тот же объем, что и у наиболее крупных частиц.

Эквивалентный диаметр частицы соизмерим с выпуском подрезных резцов коронки или с шагом зубьев шарошечного долота. При бурении зернистых пород эквивалентный диаметр может быть соизмерим со средним размером зерен породы.

$$v_в = \sqrt{\frac{4g}{3C_{л.с}}d_ш\frac{\rho_ш-\rho}{\rho}}. \qquad (5.45)$$

Скорость падения шлама относительно среды согласно (5.44) все время возрастает. Лишь в пределе при $t\to\infty$ (или $S\to\infty$) $v\to v_в = \text{const}$.

Однако при оценке условий выноса шлама по стволу скважины пользоваться строгим решением (5.44) неудобно. Как правило, в буровых гидравлических расчетах промывки (продувки) с целью их упрощения вводят условное понятие «скорость витания» $v_в$ (гидравлическая крупность).

Под *скоростью витания* понимают условную скорость равномерного падения тела в неподвижной неограниченной жидкости (газе). Если восходящему потоку придать скорость витания, то тело зависнет в потоке, т. е. будет витать.

Рассмотрим равномерное падение шлама в ньютоновской жидкости (газе). В этом случае уравнение (5.45) называют формулой Риттингера. Величина коэффициента $C_{л.с}$ при докризисном обтекании (именно оно характерно для процесса падения шлама) точно описана А. Д. Альтшулем опытной формулой

$$C_{л.с} = \frac{24}{\mathrm{Re}} + 0{,}67\sqrt{C_{л.с}} = \frac{24\mu}{v_в d_ш \rho} + 0{,}67\sqrt{C_{л.с}}, \qquad (5.46)$$

где μ — абсолютная вязкость жидкости (газа), Па · с; Re — число Рейнолдса при обтекании шара.

Для определения величины $C_{л.с}$ при падении шлама в бингамовской жидкости (глинистом растворе) применяют опытные формулы,

полученные для случая падения шлама в ньютоновской жидкости (газе), если в последние вместо числа Рейнольдса (Re) подставить модифицированный критерий Рейнольдса:

$$\mathrm{Re}^* = \frac{\mathrm{Re}}{1+\frac{\tau_0 d_ш}{3v_в\mu}}, \qquad (5.47)$$

где τ_0 — начальное напряжение сдвига жидкости (газа).

Решая совместно (5.45) и (5.46) и применяя замену Re на Re* по (5.47), после преобразований получим:

$$C_{л.с} = \left(\frac{\frac{36\mu}{d_ш^{1,5}\sqrt{3\rho g(\rho_ш-\rho)}}+0{,}67}{1-\frac{6\tau_0}{g d_ш(\rho_ш-\rho)}}\right)^2. \qquad (5.48)$$

Выражение (5.48) справедливо как для НЖ (газов), так и для БЖ. Однако в отличие от НЖ не во всякой БЖ будет тонуть тяжелая ($\rho_ш > \rho$) частица шлама. Приравнивая сумму подъемной силы Архимеда (5.41) и силы трения на поверхности шара $\tau_0\pi d_ш^2$ величине силы тяжести (5.42), получим, что частица шлама будет тонуть в БЖ при выполнении неравенства

$$6\tau_0 < g d_ш(\rho_ш - \rho). \qquad (5.49)$$

Только в этом случае справедливы решения (5.45) и (5.48).

Если

$$6\tau_0 \geq g d_ш(\rho_ш - \rho), \qquad (5.50)$$

то частица шлама перемещаться относительно БЖ не будет, величины $C_{л.с}$ не существует, $v_в = 0$.

Следует иметь в виду, что частица шлама, находящаяся вблизи оси потока (где скорость выше), может выноситься на поверхность со скоростью, большей, чем средняя скорость потока.

5.9. Кинематика жидкости и газа

Кинематика жидкости и газа изучает геометрию движения (без учета сил). Различают *упорядоченное* и *неупорядоченное* движение частиц жидкости (газа).

При неупорядоченном движении на основное движение всей массы частиц накладываются хаотические перемещения отдельных частиц друг относительно друга. При упорядоченном движении хаотические перемещения отсутствуют.

Нестационарным (неустановившимся) называют течение потока, при котором местная скорость частиц, проходящих через точку не-

подвижного пространства, является функцией координат и времени (истечение жидкости из сосуда при снижении ее уровня). При *стационарном* течении зависимость скорости частиц от времени отсутствует (поток, создаваемый шестеренным насосом).

Движение частицы жидкости (газа) при ее бесконечно малом перемещении можно представить в виде суммы трех движений:

- ✓ вращательного вокруг мгновенной оси;
- ✓ поступательного;
- ✓ деформационного, обусловленного изменением формы частицы.

Если вращательное движение частиц при их бесконечно малом перемещении отсутствует, а сами частицы движутся упорядоченно и поступательно, то *течение* называют *потенциальным* (безвихревым). Если при этом вся масса частиц движется по окружности, то ее вращение называют *потенциальным вращением* ($v_x x = \text{const}$, v_x — окружная скорость частицы, x — расстояние от оси вращения).

Если вращательное движение упорядоченно движущихся частиц при бесконечно малом перемещении имеется, то *течение* с бесконечно малыми визуально не наблюдаемыми вихрями называют *вихревым*, или *микровихревым* (непотенциальным). *Течение* с визуально наблюдаемыми вихрями называют *вихревым*, или *макровихревым*. Если вся масса частиц движется при этом по окружности, то вращение называют *вихревым*, или *твердым, вращением* (по закону вращения твердого тела $v_x/x = \text{const}$).

Если частицы движутся неупорядоченно, то *течение* называют *турбулентным*.

5.10. Гидроаэродинамика потоков

Гидроаэродинамика потоков изучает движение жидкостей (газов) под действием сил.

1. Режимы течения жидкостей и газов

При течении ньютоновских жидкостей (НЖ, $\tau_0 = 0$) выделяют два основных режима.

Ламинарный (слоистый) *режим течения*. Слои в потоке не перемешиваются. Течение микровихревое (рис. 5.1).

$$\tau = \frac{P_л}{2L} z, \tag{5.51}$$

$$\omega = \frac{P_л}{4\mu L}(R^2 - z^2), \tag{5.52}$$

$$\omega_{max} = \frac{P_л}{4\mu L} R^2, \tag{5.53}$$

где τ — касательное напряжение, Па; $P_л$ — линейная потеря давления, Па; L — длина потока, м; ω — местная скорость, м/с.

Турбулентный (неупорядоченный) *режим течения*. При таком режиме течения жидкостей в ядре потока происходят хаотические перемещения частиц. Характерно интенсивное перемешивание (пульсации). Слои отсутствуют. В тонком пристенном условно ламинарном подслое движение частиц более упорядочено, чем в ядре (рис. 5.2).

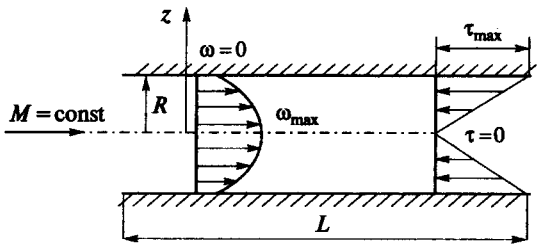


Рис. 5.1. Ламинарный поток

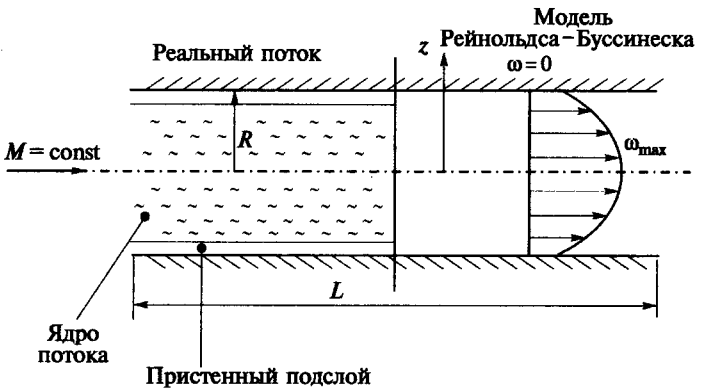


Рис. 5.2. Турбулентный поток

С целью упрощения описания турбулентный поток осредняют, применяя осредненные во времени скорости и давления. Осредненный поток является моделью Рейнольдса — Буссинеска. Модель представляет собой особый ламинарный поток.

При течении бингамовских жидкостей (БЖ, $\tau_0 > 0$) также выделяют два основных режима: *турбулентный* (см. выше) и *структурный*.

Структурный режим течения. Течение в ядре потока — потенциальное, ядро движется как единое твердое тело. В пристенном, называемом градиентным, слое течение ламинарное (рис. 5.3).

Для определения режима течения жидкости (газа) следует рассчитать величину числа Рейнольдса.

$$\text{Re} = \frac{M d_э}{f\left(\mu + \frac{\tau_0 d_э}{6v}\right)}, \tag{5.54}$$

где M — массовый расход жидкости (газа), кг/с; $d_э$ — эквивалентный диаметр потока, м; v — средняя скорость течения потока, м/с; f — пло-

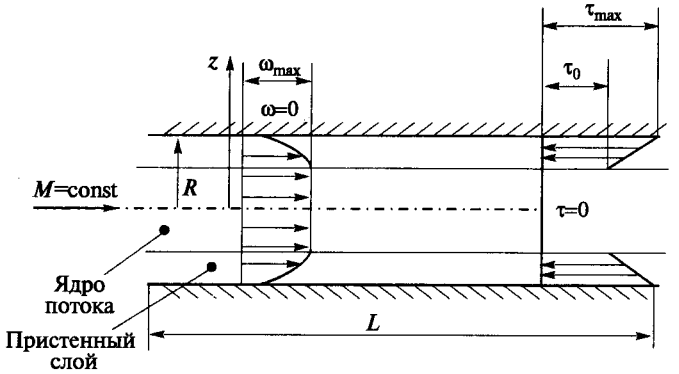


Рис. 5.3. Структурный поток

щадь поперечного сечения потока, м^2; μ — абсолютная вязкость, Па · с; τ_0 — начальное напряжение сдвига, Па.

$$M = \rho Q = \rho v f, \tag{5.55}$$

где Q — объемный расход, м^3/с.

Под *эквивалентным диаметром* потока понимают диаметр такого воображаемого круглого потока, потеря давления в котором та же, что и в реальном потоке той же длины:

— для потоков круглого поперечного сечения

$$d_э = d; \tag{5.56}$$

— для кольцевых концентричных ламинарных потоков

$$d_э \approx 0{,}82(D - d), \tag{5.57}$$

где d — диаметр потока (для круглых в сечении потоков) или меньший диаметр потока (для кольцевых потоков), м; D — больший диаметр потока, м.

Уравнение (5.57) можно приближенно распространить как на структурные, так и на турбулентные кольцевые потоки:

— для ламинарного потока в плоской щели шириной h

$$d_э = h\frac{8}{3};$$

— для равносторонне-треугольного ламинарного потока со стороной a

$$d_э = a\sqrt{\frac{2}{5}}.$$

Для установления режима течения жидкости (газа) следует сравнить величину числа Рейнольдса (5.54) с минимальным опытным значением критического числа Рейнольдса $Re_{кр}$. Данный прием позволяет установить режим лишь приближенно, так как не учитывает возможное

закручивание потока за счет вращения труб, перемешивание жидкости из-за вибрации инструмента в скважине, эксцентричность кольцевого пространства и ряд других факторов.

Для НЖ (в том числе газов, $\tau_0 = 0$): $Re_{кр} = 2100$ — для потоков круглого поперечного сечения; $Re_{кр} = 1600$ — для кольцевых потоков. При $Re \geq Re_{кр}$ режим течения турбулентный; при $Re < Re_{кр}$ — ламинарный.

Для БЖ ($\tau_0 > 0$): $Re_{кр} = 2000$ — для круглых потоков; $Re_{кр} = 1000$ — для кольцевых потоков. При $Re \geq Re_{кр}$ режим течения турбулентный; при $Re < Re_{кр}$ — структурный.

2. Уравнение расхода для стационарного потока жидкости и газа

Для жидкости и газа:

$$M = \rho Q = \rho v f = \text{const}, \tag{5.58}$$

для жидкости ($\rho = \text{const}$):

$$Q = v f = \text{const}. \tag{5.59}$$

3. Уравнение импульса для стационарного потока жидкости и газа

Приращение импульса за единицу времени равно сумме импульсов всех внешних сил за единицу времени (теорема Эйлера).

Спроецировав все векторные величины (рис. 5.4) на произвольную ось x, получим

$$M\alpha'(v_{2x} - v_{1x}) = \alpha'\rho_2 v_{2x}^2 f_2 - \alpha'\rho_1 v_{1x}^2 f_1 = N_{1x} + N_{2x} + T_x + R_x + G_x, \tag{5.60}$$

где M — массовый расход, кг/с; α' — коэффициент Буссинеска, учитывающий неравномерность распределения местных скоростей по сечению потока; для прямолинейного ламинарного движения в круглом трубопроводе $\alpha' = 4/3$; для прямолинейного турбулентного течения в круглых трубах $\alpha' \approx 1{,}03$—$1{,}05$; v_{2x}, v_{1x} — проекции скоростей на ось x в сечениях *2—2* и *1—1* соответственно, м/с; ρ_2, ρ_1 — плотности в соответствующих сечениях, кг/м^3; f_2, f_1 — площади сечений, м^2; N_{2x}, N_{1x} —

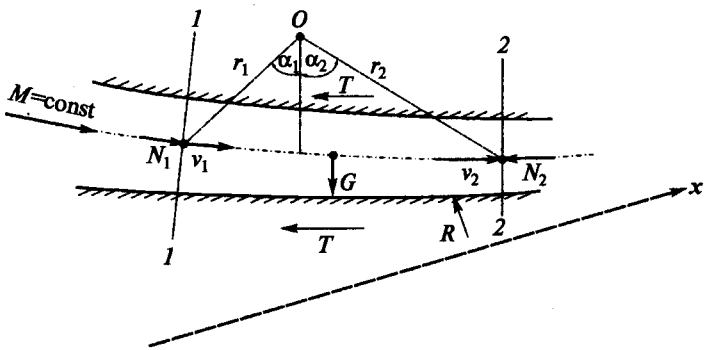


Рис. 5.4. Схема внешних сил

проекции сил абсолютного давления в сечениях, Н; T_x — проекция силы внешнего трения, Н; R_x — проекция силы давления стенок трубопровода на поток, Н; G_x — проекция веса жидкости (газа) на ось x, Н.

4. Уравнение удара жидкости (газа)

Теорему Эйлера (5.60) об изменении импульса можно применить в теории удара:

$$\frac{m}{\Delta t}(v_{1x} - v_{0x}) = N_{\text{уд}\,x}, \qquad (5.61)$$

где m — масса жидкости (газа), кг; Δt — время удара, с; v_{1x}, v_{0x} — проекции средних скоростей на произвольную ось x после удара и до удара соответственно, м/с; $N_{\text{уд}\,x}$ — проекция силы ударного давления, Н.

5. Уравнение момента импульса для стационарного потока жидкости и газа

Приращение момента импульса потока жидкости (газа) относительно произвольной оси за единицу времени равно сумме моментов относительно той же оси всех внешних сил.

Рассмотрим все моменты (сил и скоростей) относительно оси OY, проходящей через точку O, перпендикулярной плоскости рисунка (см. рис. 5.4) и направленной вверх.

Для нахождения момента необходимо:

✓ спроецировать силу (скорость) на плоскость, перпендикулярную этой оси (OY) и найти величину проекции;

✓ из точки O провести перпендикуляр к линии действия проекции силы (скорости) и найти его длину;

✓ перемножить величину проекции силы (скорости) и длину перпендикуляра;

✓ определить знак момента относительно оси OY.

Момент силы (скорости) относительно оси имеет знак «+», когда с положительного конца оси поворот, который стремится совершить силу (скорость), виден происходящим против хода часовой стрелки, а знак «–» — по ходу часовой стрелки.

$$M(v_2 r_2 \cos\alpha_2 - v_1 r_1 \cos\alpha_1) =$$
$$= T_{\text{кр}\,y}(N_1) + T_{\text{кр}\,y}(N_2) + T_{\text{кр}\,y}(T) + T_{\text{кр}\,y}(R) + T_{\text{кр}\,y}(G), \qquad (5.62)$$

где r_1, r_2 — радиусы центров масс сечений *2—2* и *1—1* соответственно (см. рис. 5.4), м; $T_{\text{кр}\,y}$ — крутящий момент внешней силы относительно оси OY, Н · м (см. обозначения сил после формулы (5.60)).

6. Уравнение энергии для стационарного потока жидкости и газа

Уравнение энергии представляет собой форму записи закона сохранения энергии для потока.

$$\frac{dP}{\rho} + g\,dz + \alpha v\,dv + dl_{\text{тр}} + dl_{\text{мех}} = 0. \qquad (5.63)$$

Уравнение (5.63) называют дифференциальным уравнением энергии линейного стационарного потока, или дифференциальным уравнением движения потока, или обобщенным уравнением Бернулли,

или уравнением первого закона термодинамики для проточной термодинамической системы в механической форме записи, где $\rho = \rho(P)$ — уравнение вида термодинамического процесса; $\frac{dP}{\rho}$ — удельная потенциальная энергия давления; $g\,dz$ — удельная потенциальная энергия положения; α — коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерность распределения местных скоростей по сечению потока; для прямолинейного ламинарного течения в круглых трубах $\alpha = 2$, для прямолинейного круглого турбулентного потока $\alpha = 1{,}05—1{,}15$; $\alpha v\,dv$ — удельная кинетическая энергия; $dl_{\text{тр}}$ — удельная работа сил внутреннего трения; $dl_{\text{мех}}$ — удельная дополнительная механическая работа.

Если поток несжимаем (жидкость), то процесс изменения его состояния изохорный: $\rho = \text{const}$. Газ в изохорном, изобарном и изотермном термодинамических процессах подчиняется уравнению (5.30). Уравнение политропного процесса для газа имеет вид:

$$\frac{P}{\rho^n} = \text{const}; \qquad (5.64)$$

$$n = \frac{C_n - C_p}{C_n - C_v} = \text{const}; \qquad (5.65)$$

$$C_n = C_v \frac{\text{к} - n}{1 - n}, \qquad (5.66)$$

где n — показатель политропы; C_n, C_p, C_v — удельные теплоемкости газа: политропная, изобарная и изохорная соответственно, Дж/(кг · К) (табл. 5.3); к — показатель адиабаты.

Таблица 5.3. **Теоретические значения удельных теплоемкостей газов**

Показатель	Удельные теплоемкости		Показатель адиабаты, $\text{к} = C_p/C_v$
	изобарная C_p, Дж/(кг · К)	изохорная C_v, Дж/(кг · К)	
Атомность молекулы газа:			
одноатомная	2,5 R	1,5 R	5/3
двухатомная	3,5 R	2,5 R	1,4
многоатомная	4 R	3 R	4/3

Примечание. Воздух можно условно рассматривать в качестве газа, имеющего двухатомные молекулы.

Политропным (многообразным) называют термодинамический процесс, протекающий с неизменными теплоемкостями (параметры состояния P, T, ρ могут одновременно изменяться). Политропный процесс является моделью, позволяющей заменить реальный произвольный процесс на процесс с постоянными теплоемкостями, поддающийся расчету.

Адиабатным называют процесс, протекающий без теплообмена с внешней средой. Политропный процесс можно рассматривать как

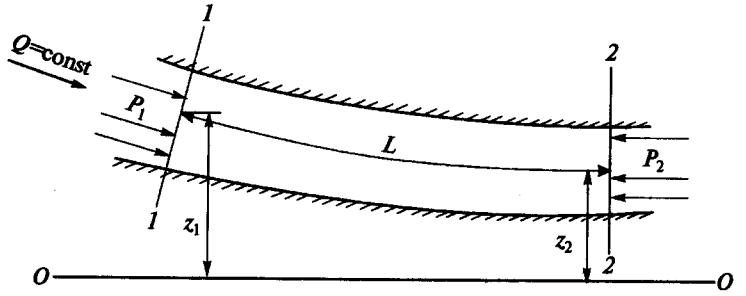


Рис. 5.5. Течение потока между сечениями *1—1* и *2—2*

обобщающий по отношению к изобарному ($n = 0$), изотермному ($n = 1$), изохорному ($n \to \pm\infty$) и адиабатному ($n = к$) процессам. Для жидкости ($\rho = \text{const}$) после умножения на ρ и интегрирования уравнение (5.63) примет вид (рис. 5.5):

$$P_1 + \rho g z_1 + 0{,}5\alpha\rho v_1^2 = P_2 + \rho g z_2 + 0{,}5\alpha\rho v_2^2 + P_{тр} + P_{мех}, \qquad (5.67)$$

где P — абсолютное (или избыточное) давление, Па; $\rho g z$ — геометрическое давление, Па; координата z центра масс сечения потока измеряется вдоль вертикали от произвольной горизонтальной плоскости (плоскости сравнения $O-O$); $0{,}5\alpha\rho v^2$ — динамическое давление, Па; $P + 0{,}5\alpha\rho v^2$ — давление торможения, Па; $P + \rho g z + P + 0{,}5\alpha\rho v^2 = P_п$ — полное давление, Па; $P_{тр}$ — потеря давления на внутреннее трение между сечениями потока *1—1* и *2—2*, т. е. энергия, перешедшая в теплоту; $P_{мех}$ — дополнительное механическое давление (потеря давления на транспортирование шлама, работу турбобура, гидроударника и т. д.), Па.

Следует иметь в виду, что в процессе течения как жидкости, так и газа всегда $P_{п1} > P_{п2}$. Абсолютное (избыточное) давление по пути может увеличиваться, оставаться неизменным либо уменьшаться. В горизонтальном трубопроводе постоянного сечения всегда $P_1 > P_2$.

Уравнение (5.67) называют уравнением Бернулли для стационарного потока жидкости между сечениями *1—1* и *2—2*.

$$P_{тр} = P_л + P_м, \qquad (5.68)$$

где $P_л$ — линейная потеря давления (потеря по длине потока) на трение, Па; $P_м$ — местная потеря давления на трение, Па:

$$P_л = 0{,}5\lambda\frac{\rho L v^2}{d_э}. \qquad (5.69)$$

В *квадратичной области сопротивлений* $P = f(v^2)$, характерной для процесса промывки (продувки) скважины

$$P_м = 0{,}5\xi\rho v^2, \qquad (5.70)$$

где λ — коэффициент линейных сопротивлений; L — длина потока, м; v — средняя скорость потока, м/с; ξ — коэффициент местных сопротивлений.

Уравнение (5.69) известно как формула Дарси — Вейсбаха, а (5.70) — как формула Вейсбаха.

Линейные сопротивления вызваны наличием сил внутреннего трения в жидкости (газе) по длине трубопровода, местные — проявлением трения при изменении площади сечения трубопровода (сужением, расширением), изгибе трубопровода и соединении (разъединении) трубопроводов (тройники, крестовины, струйные аппараты).

Если режим течения НЖ (газа) турбулентный, то по эмпирической формуле А. Д. Альтшуля

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{K_э}{d_э} + \frac{68}{R_э}\right)^{0{,}25}, \qquad (5.71)$$

где $K_э$ — эквивалентная шероховатость поверхности магистрали, м.

Под *эквивалентной* подразумевают такую равнозернистую *шероховатость*, высота выступов которой $K_э$ вызывает сопротивление движению потока, соответствующее фактическому. Для трубопроводов из различных материалов значения $K_э$ приводятся в литературе. Для системы «буровой снаряд — скважина» в среднем $K_э = 0{,}1 \cdot 10^{-3}$м.

Если БЖ движется турбулентно, то справедлива опытная формула Р. И. Шищенко:

$$\lambda = \frac{3}{40\sqrt[8]{\text{Re}}}. \qquad (5.72)$$

Если режим течения ламинарный или структурный, то справедливо аналитическое выражение

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \qquad (5.73)$$

Анализ зависимостей (5.69), (5.71), (5.73) и (5.59) показывает, что ***ламинарному*** и ***структурному*** режимам течения соответствует *доквадратичная (линейная) область сопротивлений* ($P_л = f(v)$):

$$P_л = f\left(L;\ v;\ Q;\ \frac{1}{d_э^4};\ \frac{1}{\text{Re}};\ \mu\right),\ P_л \neq f(K_э);$$

турбулентному — *доквадратичная область сопротивлений в гидравлически гладких трубах:*

$$P_л = f\left(L;\ v^{1{,}75};\ Q^{1{,}75};\ \frac{1}{d_э^{4{,}75}};\ \frac{1}{\text{Re}^{0{,}25}};\ \mu^{0{,}25}\right),\ P_л \neq f(K_э);$$

и гидравлически шероховатых трубах:

$$P_л = f\left(L;\ v^a;\ Q^a;\ \frac{1}{d_э^в};\ K_э^c;\ \frac{1}{\text{Re}^c};\ \mu^c\right),$$

где $1{,}75 < a < 2$; $4{,}75 < в < 5{,}25$; $0 < c < 0{,}25$;

а также квадратичная область сопротивлений в гидравлически шероховатых трубах:

$$P_л = f\left(L;\ v^2;\ Q^2;\ \frac{1}{d_э^{5,25}};\ K_э^{0,25}\right),\ P_л \neq f(\mathrm{Re},\ \mu).$$

Резкое расширение трубопровода показано на рис. 5.6, *а*. Решая совместно уравнения Бернулли (5.67), расхода (5.59) и импульса (5.60) для стационарного изохорного потока между сечениями *1—1* и *2—2*, получим

$$P_м = 0{,}5\left(\frac{1}{n_и} - 1\right)^2 \rho v_2^2; \qquad (5.73)$$

$$n_и = \frac{f_1}{f_2}, \qquad (5.74)$$

где $n_и$ — степень изменения площади поперечного сечения трубопровода, $n_и < 1$; f_1, f_2 — площади соответствующих сечений, м².

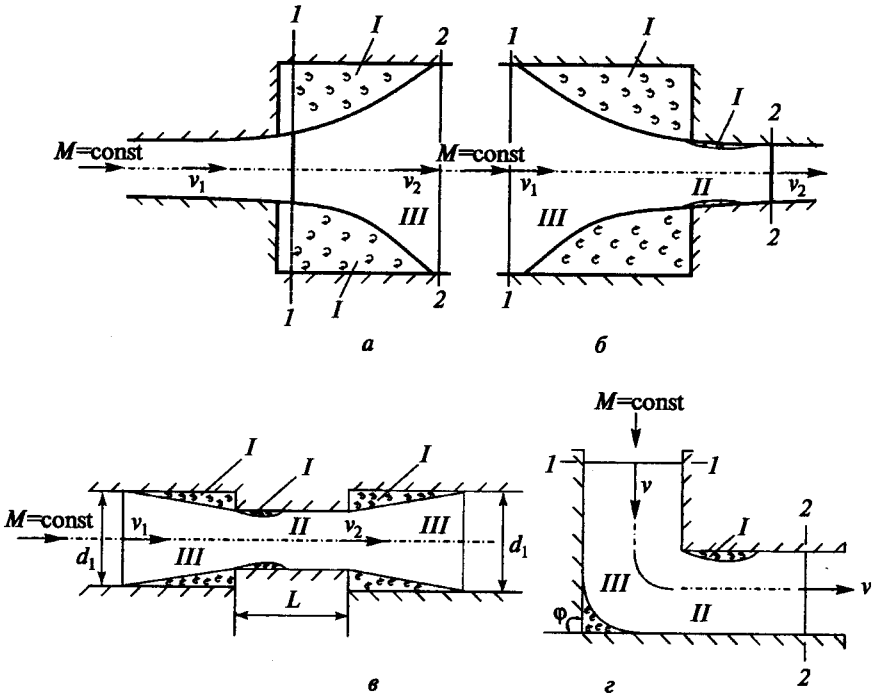


Рис. 5.6. Местные сопротивления в квадратичной области:

а — резкое расширение трубопровода; *б* — резкое сужение трубопровода; *в* — резкое сужение с последующим резким расширением трубопровода при условии сложения сопротивлений; *г* — резкий изгиб трубопровода на произвольный угол φ. *I* — зона вихревых вращений; *II* — область пониженного давления; *III* — транзитная струя

Резкое сужение трубопровода изображено на рис. 5.6, *б*. Опыты показывают, что потеря давления в сужающейся части транзитной струи мала в сравнении с потерей в расширяющейся части. Применяя (5.73) для расширяющейся части, получим

$$P_м = 0{,}5\left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right)^2 \frac{1}{n_и} \rho v_1^2; \qquad (5.75)$$

$$\varepsilon = 0{,}57 + \frac{0{,}043}{1{,}1 - n_и}, \qquad (5.76)$$

где ε — коэффициент сжатия транзитной струи.

Уравнение (5.76) предложено А. Д. Альтшулем. Из опыта видно, что потеря давления при резком сужении всегда меньше потери при расширении в трубопроводе с той же геометрией.

Резкое сужение с последующим резким расширением трубопровода проиллюстрировано на рис. 5.6, *в*.

Если резкое сужение расположено от резкого расширения на расстоянии $L \geq 50d_1$, то общее сопротивление можно найти путем сложения (5.73) и (5.75):

$$P_м = 0{,}5\xi\rho v_1^2; \qquad (5.77)$$

$$\xi = \left(\frac{1 - \varepsilon}{n_и \varepsilon}\right)^2 + \left(\frac{1}{n_и} - 1\right)^2. \qquad (5.78)$$

Резкий изгиб трубопровода на произвольный угол φ показан на рис. 5.6, *г*. Пренебрегая потерями на сжатие транзитной струи, получим формулу А. Д. Альтшуля

$$P_м = 0{,}5(1 - \cos\varphi)\rho v^2. \qquad (5.79)$$

Величину дополнительного механического давления принимают по характеристике соответствующей гидравлической машины либо рассчитывают при учете затрат давления на транспортирование шлама.

Если принять, что энергия потока жидкости расходуется на изменение потенциальной энергии положения выносимого шлама, получим

$$P_{мех} = \frac{M_ш}{M}\left(1 - \frac{v_в}{v\cos\theta}\right)\rho g L\cos\theta, \qquad (5.80)$$

где $M_ш$ — массовый расход шлама, кг/с; θ — среднее значение зенитного угла, град.

$$M_ш = \rho_ш v_{мех} f_з, \qquad (5.81)$$

где $v_{мех}$ — механическая скорость бурения, м/с; $f_з$ — площадь проекции забоя скважины на плоскость, нормальную оси скважины, м².

Для колонкового бурения

$$f_з = \frac{\pi}{4}(Dc^2 - d_к^2); \qquad (5.82)$$

для бескерного бурения

$$f_з = \frac{\pi}{4} D_с^2, \tag{5.83}$$

где $D_с$ — диаметр скважины, м; $d_к$ — диаметр керна, м.

Рассмотрим решение уравнения (5.63) применительно к негоризонтальному изотермному ($T_0 = \text{const}$) газовому потоку длиной L на i-м участке движения. Примем в соответствии с (5.30), (5.33), (5.58), (5.68), (5.69) и (5.80) $dz = \pm\cos\theta\, dL$,

$$dl_{тр\,i} = 0{,}5 v_i^2 \left(\frac{\lambda_i}{d_{эi}} + \frac{\xi_i}{l_{б.т}} \right) dL;$$

$$dl_{мех\,i} = g \frac{M_ш}{M} \left(1 - \frac{v_в f_i P_{i-1}}{MRT_0} \right) \cos\theta\, dL.$$

Величиной $\alpha v dv$ можно пренебречь.

После интегрирования для первого участка движения ($i = 1$), имеющего длину L_x и выход в атмосферу (P_0, T_0), получим

$$L_x = \frac{RT_0}{2A_1} ln \frac{\left(\frac{P_1}{P_0}\right)^2 + \frac{B_1}{A_1 P_0^2}}{1 + \frac{B_1}{A_1 P_0^2}}; \tag{5.84}$$

$$A_i = \pm g \cos\theta \left(1 + \frac{M_{ш\,i}}{M} \left(1 - \frac{v_в f_i P_{i-1}}{MRT_0 \cos\theta} \right) \right); \tag{5.85}$$

$$B_i = 0{,}5 \left(\frac{\lambda_i}{d_{эi}} + \frac{\xi_i}{l_{б.т}} \right) \left(\frac{MRT_0}{f_i} \right)^2, \tag{5.86}$$

где A_i, Н/кг, и B_i, $(\text{Н/с})^2\,\text{м}^{-3}$,— обозначения, введенные с целью упрощения записи формул, величины, ими обозначенные, самостоятельного физического смысла не имеют, $A_i \approx (8 \div 20)$, $B_i \approx (10^{10} \div 10^{18})$; $l_{б.т}$ — длина одной бурильной трубы (при условии движения воздушного потока внутри или снаружи бурильных труб), м; знак «+» — для восходящего потока газа; знак «–» — для нисходящего потока газа.

Потенцирование формулы (5.84) применительно к произвольному i-му участку движения длиной L_i приводит к выражению

$$P_i = \sqrt{e^{\frac{2A_i L_i}{RT_0}} \left(P_{i-1}^2 + \frac{B_i}{A_i} \right) - \frac{B_i}{A_i}}, \tag{5.87}$$

где $e \approx 2{,}71$ — основание натуральных логарифмов; P_i — абсолютное давление при входе газового потока на участок i, Па; P_{i-1} — абсолютное давление при входе газового потока на предыдущий (по ходу движения) участок, Па.

Решение уравнения (5.63) применительно к горизонтальному ($dz = 0$) изотермному ($T_0 = \text{const}$) газовому потоку приводит к уравнению следующего вида

$$P_i = \sqrt{\frac{2B_i L_i}{RT_0} + P_{i-1}^2}, \tag{5.88}$$

5.11. Гидравлический удар в трубах

Резкое изменение скорости течения (торможение) потока в трубопроводе (при закрытии задвижки) вызывает значительное повышение давления жидкости. Это явление называют *гидравлическим ударом.*

1. Если $t_ф \geq t_з$, то удар называют *полным (прямым)*, $t_з$ — время закрытия задвижки, с. Время, в течение которого у задвижки сохраняется повышенное давление, называют *фазой гидроудара:*

$$t_ф = \frac{2L}{C_{фр}}, \tag{5.89}$$

где $t_ф$ — фаза гидравлического удара, с; L — длина трубопровода, м; $C_{фр}$ — скорость перемещения фронта ударной волны, м/с.

Применяя уравнение удара (5.61), получим

$$C_{фр} = v_{зв} \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{Kd}{E_{тр}\delta}}}, \tag{5.90}$$

где $v_{зв}$ — скорость звука (звуковых волн) в жидкости, м/с; K — модуль объемного сжатия жидкости, Па; d — внутренний диаметр трубопровода, м; $E_{тр}$ — модуль упругости 1-го рода (модуль Юнга) материала трубопровода, Па; δ — толщина стенки тонкостенного круглоцилиндрического трубопровода, м.

$$P_{уд} = \rho C_{фр} v_0, \tag{5.91}$$

где $P_{уд}$ — ударное давление, Па; v_0 — скорость потока до удара, м/с.

Уравнение (5.91) — формула Н. Е. Жуковского. Ниже представлен модуль объемной упругости воды при $P = P_а$.

Температура t, °С	Модуль объемной упругости K, Па
0	$1{,}96 \cdot 10^9$
4	$2{,}09 \cdot 10^9$
20	$2{,}21 \cdot 10^9$
50	$2{,}26 \cdot 10^9$
100	$2{,}04 \cdot 10^9$

Звуковыми называют *волны* слабых возмущений (изменения давлений и плотностей малы). При этом неважно, слышит звук человеческое ухо или нет.

В жидкостях $v_{зв}$ рассчитывают по формуле:

$$v_{зв} = \sqrt{\frac{K}{\rho}}. \quad (5.92)$$

Уравнение (5.92) называют формулой Лапласа.

В неподвижном газе $v_{зв}$ равно:

$$v_{зв} = \sqrt{\kappa RT}, \quad (5.93)$$

где κ — показатель адиабаты (см. табл. 5.3).

2. Если $t_ф < t_з$, *удар* называют *неполным (непрямым)*. Положим, задвижка обеспечивает линейное изменение скорости потока во времени. Тогда $P_{уд}$ найдем из формулы

$$P_{уд} = \rho v_0 \frac{2L}{t_з}. \quad (5.94)$$

Ударное давление может привести к разрыву трубопровода:

$$\sigma_т = \frac{P_{уд} d}{2\delta}, \quad (5.95)$$

где $\sigma_т$ — напряжение в стенке тонкостенного трубопровода, Па.

Уравнение (5.95) известно как формула Мариотта.

Более точно рассчитать напряжение можно по формуле Ламе:

$$\sigma_т = \frac{2P_{уд}D^2}{D^2 - d^2}, \quad (5.96)$$

где D — внешний диаметр трубопровода, м.

Пусть $\sigma_т \le [\sigma]$, где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение. Для пластичных материалов $[\sigma] = \sigma_{т.р}/n_т$, где $\sigma_{т.р}$ — предел текучести на растяжение, $n_т = 1{,}4—2$ — коэффициент запаса по текучести. Для хрупких и умеренно пластичных материалов $[\sigma] = \sigma_{в.р}/n_в$, где $\sigma_{в.р}$ — временное сопротивление при растяжении, Па, $n_в = 2{,}5—5$ — коэффициент запаса по пределу прочности.

Во избежание гидравлических ударов необходимо медленно перекрывать поток жидкости и снабжать магистрали компенсаторами (воздушными колпаками). Явление гидравлического удара используют в гидравлических таранах (водоподъемниках) и гидроударных машинах.

5.12. Сила давления и сила реакции струи жидкости

Струей называют поток жидкости (газа), движущийся в жидкой или газовой среде.

Геометрическим насадком (насадкой) называют короткую трубку, присоединенную к отверстию с целью изменения скорости, расхода и траектории струи жидкости (газа).

Соплом называют насадок, служащий для разгона потока. На выходе из сопла скорость потока выше, чем на входе в него. Сопло для жидкости (и для дозвукового истечения газа) является сходящимся насадком и называют его *конфузором*.

Для сверхзвукового газового потока соплом является расходящийся геометрический насадок. Если на выходе из насадки скорость потока меньше, чем на входе в него, т. е. в насадке происходит торможение потока, насадок называют *диффузором*. Диффузор для жидкости (для дозвукового потока газа) является расходящимся насадком, для сверхзвукового газового потока — сходящимся.

Наиболее совершенное сопло для жидкости — *коноидальный насадок*, выполненный по форме струи жидкости, вытекающей из отверстия в тонкой стенке. В нем потеря давления на трение минимальна.

Используя уравнение импульса (5.60) к случаю силового воздействия струи жидкости, вытекающей из насадка, на симметричную, жесткую, нормальную струе поверхность, получим

$$F_g = K_ф \rho f v, \quad (5.97)$$

где F_g — сила давления струи, Н; $K_ф$ — коэффициент, определямый влиянием неучтенных факторов, $K_ф = 0{,}92 - 0{,}96$; ρ — плотность жидкости, кг/м^3; f — площадь поперечного сечения струи (выходного отверстия сопла), м^2; v — средняя скорость струи, м/с.

Уравнение (5.97) применяют для расчета силы давления струи, вытекающей из гидромониторного насадка (сопла) шарошечного долота, на забой скважины.

Кинетическая энергия струи может способствовать более эффективному разрушению горных пород, очистке поверхности долота и забоя скважины от разрушенной породы. Обычно средняя ее скорость равна $v = 50 \div 100$ м/с. У современных гидромониторов, применяемых на горных работах, максимальное значение скорости истечения стационарной струи 1000 м/с. Нестационарные (импульсные) струи импульсных водометов могут достигать скорости 7000 м/с.

На устройство, реализующее истечение жидкости в направлении, противоположном истечению, действует *сила реакции струи*, величину которой можно определить, используя закон сохранения импульса. Импульс, вытекающий за время t жидкости (5.60), равен импульсу устройства, реализующего истечение за то же время:

$$F_р = M\alpha' v = \alpha' \rho Q v = \alpha' \rho f v^2 = \alpha' \rho \frac{Q^2}{f}, \quad (5.98)$$

где $F_р$ — сила реакции струи, Н; M — массовый расход, кг/с; α' — коэффициент Буссинеска; v — средняя скорость струи, м/с; f — площадь поперечного сечения струи, м^2; Q — объемный расход жидкости, м^3/с.

5.13. Элементы бурового гидропневмопривода

Гидропневмоприводом называют совокупность устройств, предназначенных для передачи энергии посредством жидкости (воздуха) от приводящего двигателя (магистрали, аккумулятора) потребителю (нагрузке) (рис. 5.7).

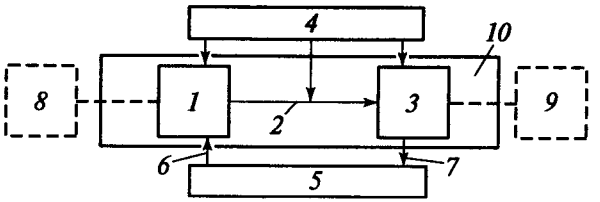


Рис. 5.7. Структурная блок-схема гидропневмопривода:

1 — насос (компрессор); *2* — напорная линия; *3* — гидродвигатель (пневмодвигатель); *4* — система управления и контроля; *5* — гидроемкость (атмосферный воздух); *6* — всасывающая линия; *7* — сливная (выпускная) линия; *8* — приводящий двигатель (в состав гидропневмопривода не входит); *9* — потребитель (в состав гидропневмопривода не входит); *10* — гидропневмопередача (гидропневмотрансмиссия)

По типу гидропневмопередачи различают гидропневмопривод объемный, динамический и комплексный (комбинированный, смешанный). Гидропневмопривод, в который входят объемный насос (компрессор) и объемный двигатель, называют *объемным гидропневмоприводом*. В *динамический гидропневмопривод* входят динамический насос (компрессор) и динамический гидропневмодвигатель. *Комплексный гидропневмопривод* состоит из объемного насоса (компрессора) и динамического двигателя или динамического насоса (компрессора) и объемного двигателя (рис. 5.8).

Насосы служат для перекачивания жидкостей, компрессоры — для сжатия и подачи газов (воздуха). Для нагнетания аэрированных жидкостей в бурении применяют насосы, оборудованные специальными (бустерными) механизмами, для откачек скважинных аэрированных жидкостей (нефти, попутной воды и нефтяного газа) — центробежные насосы, а также насосы специальных конструкций — роторно-вихревые.

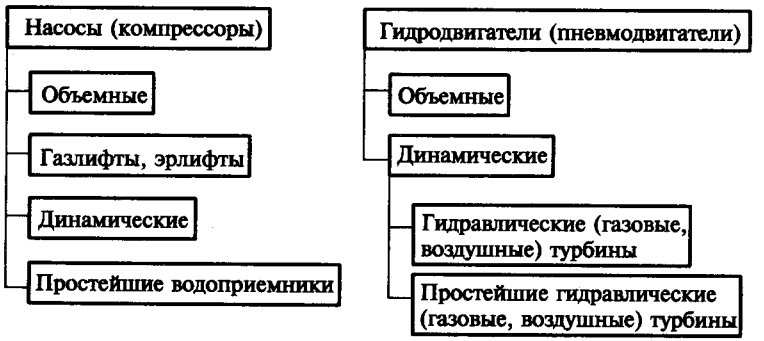


Рис. 5.8. Классификация гидропневмомашин

Объемные гидропневмопередачи. В объемном насосе (компрессоре) механическая энергия приводящего двигателя преобразуется в потенциальную энергию давления жидкости. На входе и на выходе из объемного насоса (компрессора) часто имеются клапаны.

В объемном гидродвигателе (гидромоторе) и пневмодвигателе (пневмомоторе) потенциальная энергия давления преобразуется в механическую энергию движения выходного звена. К объемным гидродвигателям относят винтовой забойный двигатель, поршневые гидродвигатели (гидроцилиндры) механизма подачи и перемещения бурового станка, шестеренные и аксиально-поршневые двигатели привода вращателя и ряд других.

Объемные поршневые и плунжерные (плунжер — это поршень, длина тела которого больше, чем диаметр) буровые насосы применяют для промывки и цементирования скважин. В гидросистемах буровых установок наиболее часто используют пластинчатые, аксиально-поршневые, шестеренные и плунжерные объемные насосы.

Среди объемных компрессоров, применяемых при продувке скважин и бурении с пенами, наиболее распространены поршневые, винтовые и ротационные (это аналог пластинчатой машины) компрессоры.

Объемными гидропередачами являются системы «пластинчатый маслонасос — гидроцилиндр механизма подачи», «поршневой буровой насос — винтовой забойный двигатель» и др. Объемный гидропривод применяют в буровых станках колонкового бурения, механизмах подъема мачты. Объемные пневмопередачи в буровых работах имеют ограниченное применение.

Динамические гидропневмопередачи. Среди динамических машин следует различать лопастные и машины иных конструкций. В динамическом лопастном насосе (компрессоре) механическая энергия приводящего двигателя преобразуется в основном в кинетическую энергию потока, в динамическом двигателе — наоборот. К лопастным машинам относят центробежные и роторно-вихревые погружные скважинные насосы, центробежные компрессоры и турбобуры. К *динамическим* — электромагнитные насосы (в бурении не используют), гидравлические тараны (в бурении не применяют), а также динамические насосы трения: вихревые (в бурении не применяют), струйные (для опытных откачек воды из скважин, эжекторы — для создания обратной призабойной циркуляции жидкости) и шнуровые (для эксплуатационных откачек воды из скважин, колодцев). В число динамических нелопастных гидропневмодвигателей входят гидро- и пневмоударные машины. К динамическим компрессорам трения относят струйные компрессоры (в бурении не применяют).

Примером динамической гидропередачи служит система «центробежный лопастной насос — гидроударник» (в бурении отсутствует). Система «центробежный компрессор — пневмоударник» является динамической пневмопередачей (в бурении отсутствует).

К динамическим лопастным гидропередачам, собранным в единый корпус и широко применяемым в технике, относят гидромуфты и гидротрансформаторы.

Гидромуфта (турбомуфта) служит для сглаживания нагрузок на валу приводимой машины (плавное трогание с места) и предохранения приводящего двигателя от перегрузок. Основная особенность гидромуфты — передача крутящего момента от насосного колеса турбинному без изменения. Возможно применение гидромуфты в бурении в качестве гидродинамического тормоза буровой лебедки.

Гидротрансформатор (турботрансформатор) является динамической гидропередачей, в которой наряду с изменением передаточного отношения возможно изменение (трансформация) крутящего момента. Гидротрансформатор обычно работает в системе «двигатель — гидротрансформатор — коробка перемены передач» и отличается от гидромуфты наличием третьего колеса — реактора. Комплексный гидротрансформатор имеет реактор, установленный на муфте свободного хода, и может работать в режиме гидромуфты. Гидротрансформатор можно применять в приводе буровых лебедок, так как при уменьшении нагрузки скорость подъема инструмента из скважины увеличится и сократится время выполнения спуско-подъемных операций.

Комплексные гидропневмопередачи. К комплексным буровым гидро- и пневмопередачам относят широко применяемые в бурении системы «плунжерный буровой насос — гидроударник», «поршневой буровой насос — турбобур», «поршневой компрессор — пневмоударник» и др.

5.14. Расчет промывки (продувки) скважин и выбор бурового насоса (компрессора)

Буровой насос (компрессор), обеспечивая принудительную циркуляцию промывочной жидкости (воздуха) по скважине, развивает давление, вызванное силами сопротивления течению жидкости (воздуха). Поэтому обоснованный выбор насоса (компрессора) необходимо производить по данным расчета гидросопротивлений (давлений воздуха) в скважине.

Расчет следует выполнять в единицах измерения СИ, исключением является единица количества вещества (кмоль) и окончательные значения давления, расхода и мощности, служащие для выбора насоса (компрессора). В расчете, как правило, делают ряд допущений: не учитывают влияние вращения труб (потеря давления жидкости с учетом вращения может отличаться в ту или иную сторону на 10 % от потери без учета вращения), расположение труб в скважине принимают концентричным (при эксцентричном расположении труб потеря давления

жидкости в 1,2—1,6 раз меньше), пренебрегают потерей давления во всасывающей линии насоса (компрессора), процесс движения воздуха по скважине принимают изотермным (учет переменной температуры потока для выбора компрессора не существенен, так как числовые значения температуры в кельвинах, входящие в расчет, велики, а ее изменения по скважине сравнительно малы) и др. Принятые с разными знаками, допущения должны взаимно уравновешивать друг друга, приводя к ответу, близкому к фактическому.

До расчета промывки (продувки) магистраль разбивают на отдельные участки движения, отличающиеся друг от друга поперечными размерами (рис. 5.9), и устанавливают геометрические характеристики потоков: длины, диаметры и площади сечений.

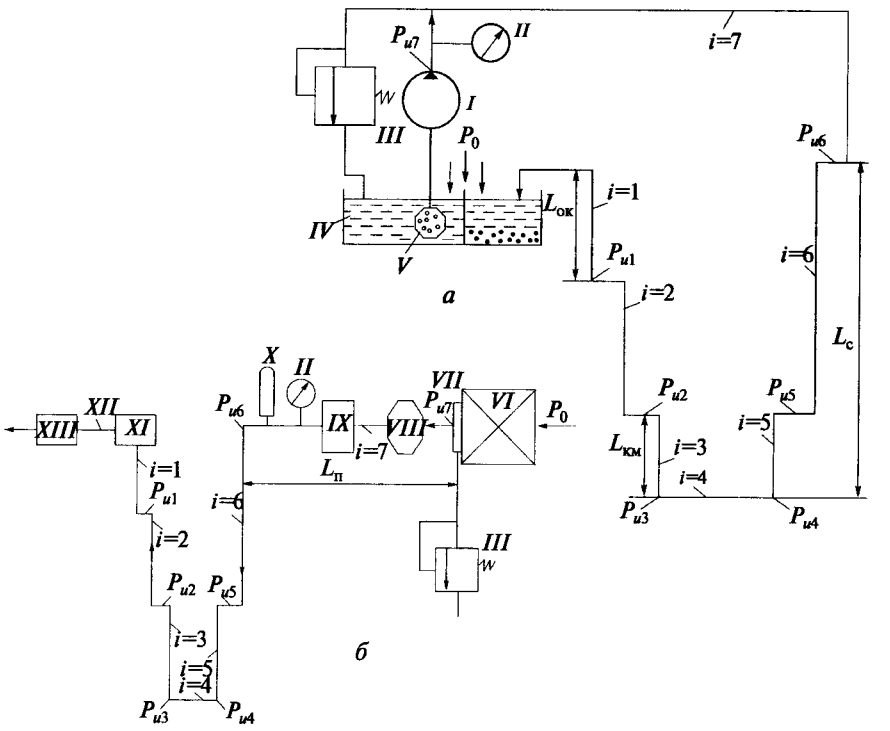


Рис. 5.9. Расчетные схемы циркуляции в скважинах колонкового бурения:

а — жидкости в нисходящей скважине при прямой промывке; *I* — буровой насос; *II* — манометр; *III* — предохранительный клапан; *IV* — емкость (зумпф); *V* — фильтр с обратным клапаном; *б* — воздушного потока в нисходящей скважине при прямой продувке; *VI* — компрессор; *VII* — ресивер компрессора; *VIII* — влагоотделитель; *IX* — расходомер; *X* — термометр; *XI* — герметизатор устья скважины; *XII* — шламоотводящая труба; *XIII* — шламоуловитель.

$P_{иi}$ — избыточное давление при входе на участки движения: $i=1$ — между обсадной и бурильной колоннами; $i=2$ — между бурильной колонной и стенками скважины; $i=3$ — между колонковой трубой и стенками скважины; $i=4$ — в породоразрушающем инструменте; $i=5$ — между керном и колонковой трубой; $i=6$ — в колонне бурильных труб; $i=7$ — в подводящей линии

Длины участков:

$$L_1 = L_c,\ L_2 = L_c - L_{o.к} - l_{к.т};\ L_3 = L_5 = l_{к.т};\ L_6 = L_c - l_{к.т};\ L_7 = l_п$$

(при промывке обычно $l_п = 15$—20 м, при продувке $l_п = 20 \div 100$ м), где L_c — длина ствола скважины, м; $L_{o.к}$ — длина обсадной колонны, м; $l_{к.т}$ — длина колонковой трубы, м; $l_п$ — длина подводящей линии, м.

Диаметры поперечных сечений:

$$D_c = D_{ПРИ} + \delta; \tag{5.99}$$

$$d_к = d_{ПРИ} - \delta; \tag{5.100}$$

где D_c и $d_к$ — диаметр скважины и керна на конечной глубине соответственно, м; $D_{ПРИ}$ и $d_{ПРИ}$ — внешний и внутренний диаметры породоразрушающего инструмента (ПРИ), м; δ — приращение диаметров скважины и керна, м.

Ориентировочные значения приращения диаметров скважины и керна (δ, мм) зависят от категории пород по буримости при механическом вращательном бурении: *XII* — 0—1; *XI* — 1—2; *X* — 2—3; *IX* — 3—5; *VIII* — 4—10; *VII—VI* — 10—30.

Необходимо учитывать, что диаметр скважины может не только увеличиваться по (5.99) за счет вибрации инструмента, выкрашивания частиц породы, размыва и т. д., но и уменьшаться при образовании глинистой корки на стенках скважины. Линейная потеря давления существенно зависит от диаметра скважины:

$$P_л = f\left(\frac{1}{d_э^4} \div \frac{1}{d_э^{5,25}}\right);$$

а) *для круглых в поперечном сечении потоков* ($i = 6,7$):

— в гладкой части магистрали (т. е. не снаружи и не внутри соединительных элементов — ниппелей, муфт, бурильных замков)

$$f_i = \frac{\pi}{4} d^2, \tag{5.101}$$

где f_i — площадь поперечного сечения потока, м^2; d — диаметр потока (внутренний диаметр нагнетательного шланга, бурильной трубы), м.

Эквивалентные диаметры $d_{э\,i}$ принимают по уравнению (5.56):

— внутри соединительных элементов бурильной колонны ($i = 6$)

$$f_i^* = \frac{\pi}{4} d^2, \tag{5.102}$$

где f_i^* — площадь поперечного сечения потока, м^2; d — диаметр потока (минимальное значение внутреннего диаметра соединительного элемента), м;

б) *для кольцевых в поперечном сечении потоков* ($i = 1 - 3,5$):

— в гладкой части магистрали

$$f_i = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2), \tag{5.103}$$

где D — больший диаметр потока (внутренний диаметр обсадной трубы, диаметр скважины, внутренний диаметр колонковой трубы), м;

d — меньший диаметр потока (внешний диаметр бурильной трубы, колонковой трубы, диаметр керна), м.

Эквивалентные диаметры $d_{э\,i}$ рассчитывают по формуле (5.57):

— снаружи и внутри соединительных элементов

$$f_i^* = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2), \tag{5.104}$$

где D — внутренний диаметр обсадной трубы и диаметр скважины, м; d — внешний диаметр соединительного элемента, м.

Рекомендуемая *последовательность расчета прямой промывки нисходящей скважины колонкового бурения* (рис. 5.9, *а*).

1. Коэффициент силы лобового сопротивления.

Для ньютоновской жидкости (НЖ, $\tau_0 = 0$) — по (5.48), для бингамовской жидкости (БЖ, $\tau_0 > 0$) при выполнении (5.49) по (5.48), если справедливо неравенство (5.50), то $C_{л.с}$ не существует, скорость витания $v_в = 0$, и следует перейти к расчету объемного расхода исходя из условия очистки забоя скважины и охлаждения породоразрушающего инструмента — Q_2.

2. Скорость витания (5.45).

3. Средняя скорость восходящего потока в кольцевом пространстве наибольшего сечения ($i = 1$):

$$v_1 = \frac{1 + K_1}{\cos\theta} v_в, \tag{5.105}$$

где K_1 — опытный коэффициент, $K_1 = 0,1$—$0,3$; $v_1 \cos\theta$ — вертикальная составляющая скорости жидкости, м/с.

4. Теоретическое значение объемного расхода промывочной жидкости:

$$Q = \begin{cases} Q_1, \text{ если } Q_1 > Q_2; \\ Q_2, \text{ если } Q_2 > Q_1; \end{cases} \tag{5.106}$$

— из условия выноса шлама:

$$Q_1 = v_1 f_1; \tag{5.107}$$

— из условия очистки забоя и охлаждения ПРИ:

$$Q_2 = q D_{ПРИ}, \tag{5.108}$$

где q — рекомендуемое опытное значение удельного расхода, $q = (6 \div 9) \cdot 10^{-3}$, м^2/с. Ответ для удобства выбора насоса перевести в л/мин.

5. Массовый расход промывочной жидкости (5.58).

6. Массовый расход шлама (5.81) — (5.82) на всех участках движения. Для участков $i = 4$—7 $M_{ш\,i} = 0$.

7. Средняя скорость движения жидкости в гладкой части магистрали на участках $i = 1$—3; 5—7:

$$v_i = \frac{Q}{f_i}. \tag{5.109}$$

8. Режим течения жидкости (5.54) на участках $i = 1—3;\ 5—7$.

Нужно иметь в виду, что ламинарный режим течения при промывке почти не наблюдается.

9. Коэффициент линейных сопротивлений (5.71) — (5.73) на участках $i = 1—3;\ 5—7$.

10. Линейная потеря давления на всех участках движения:

$$P_{л\,i} = 0{,}5\lambda_i \frac{\rho L_i v_i^2}{d_{э\,i}}, \tag{5.110}$$

для $i = 4$ $P_{л\,i} = 0$.

11. Степень изменения площади поперечного сечения участков $i = 1,\ 2,\ 6$:

$$n_{и\,i} = \frac{f_i^*}{f_i}, \tag{5.111}$$

12. Коэффициент сжатия транзитной струи жидкости при резком сужении (5.76) на участках $i = 1,\ 2,\ 6$.

13. Коэффициент местных сопротивлений (5.78) на всех участках. Для $i = 3—5,\ 7$ $\xi_i = 0$.

14. Местная потеря давления на всех участках движения жидкости. Для $i = 1,\ 2,\ 6$:

$$P_{м\,i} = 0{,}5\xi_i \rho v_i^2 \frac{L_i}{l_{б.т}}, \tag{5.112}$$

где $l_{б.т}$ — длина одной бурильной трубы, м.

Для $i = 3—5,\ 7$ $P_{м_i} = 0$.

15. Механическое давление (5.80) на всех участках движения. Для $i = 4—7$ $P_{мех_i} = 0$.

16. Суммарная потеря давления на каждом из участков движения:

$$P_i^{\Sigma} = P_{л\,i} + P_{м\,i} + P_{мех\,i}. \tag{5.113}$$

17. Теоретическое давление, развиваемое насосом.

Решая уравнение Бернулли (5.67) для замкнутого потока жидкости от сечения на выходе из насоса до этого же сечения и пренебрегая потерей давления во всасывающей линии насоса, получим

$$P_{н.т} = \sum_{i=1}^{7} P_i^{\Sigma}. \tag{5.114}$$

Ответ для удобства выбора насоса следует перевести в МПа.

18. Избыточное давление при входе жидкости на все участки движения.

Решая уравнение Бернулли (5.67) для каждого участка движения, получим

$$P_{и\,1} = \rho g L_{ок} \cos\theta + P_i^{\Sigma}; \tag{5.115}$$

$$P_{и\,2} = \rho g \sum_{i=1}^{2} L_i + \sum_{i=1}^{2} P_i^{\Sigma}; \tag{5.116}$$

$$P_{и\,3} = \rho g L_c \cos\theta + \sum_{i=1}^{3} P_i^{\Sigma}; \tag{5.117}$$

$$P_{и\,4} = P_{и\,3} + P_{ПРИ}; \tag{5.118}$$

$$P_{и\,5} = \rho g L_6 \cos\theta + \sum_{i=1}^{5} P_i^{\Sigma}; \tag{5.119}$$

$$P_{и\,6} = \sum_{i=1}^{6} P_i^{\Sigma}; \tag{5.120}$$

$$P_{и\,7} = P_{н.т}, \tag{5.121}$$

где $P_{ПРИ}$ — потеря давления в ПРИ, при обычных расходах для твердосплавных коронок $P_{ПРИ} = (0{,}5—1{,}5) \cdot 10^5$ Па, для алмазных — $P_{ПРИ} = 4 \cdot 10^5$ Па.

Ответы удобнее перевести в МПа.

19. Теоретическая мощность потока жидкости:

$$N_т = P_{н.т} Q. \tag{5.122}$$

20. Теоретическая мощность насоса:

$$N_{н.т} = \frac{1}{\eta} N_т, \tag{5.123}$$

где η — полный КПД насоса, $\eta = 0{,}7$.

21. Теоретическая мощность двигателя насоса:

$$N_{дв_т} = \frac{1}{\eta_{пр}} N_{н.т}, \tag{5.124}$$

где $\eta_{пр}$ — КПД передачи от двигателя до насоса, $\eta_{пр} = 0{,}9$.

22. Выбор насоса.

По давлению $P_н$ (МПа), указанному в технической характеристике насоса (табл. 4.5; 4.6) для каждого значения объемного расхода $Q_н$ (л/мин) ступенчатой подачи, произвести в соответствии с системой неравенств (5.125) первичный выбор насоса:

$$\begin{cases} P_н \geq \kappa_з P_{н.т}; \\ Q_н \geq Q, \end{cases} \tag{5.125}$$

где $\kappa_з$ — коэффициент запаса давления, развиваемого насосом, $\kappa_з = 1{,}1—1{,}3$.

Далее необходимо уточнить теоретические значения давления и мощности двигателя. Учитывая примерный вид связи между потерей давления и расходом жидкости, уточнить теоретические значения давления (МПа) и мощности двигателя (кВт).

$$P_{н.ту} = \kappa_з P_{н.т} \left(\frac{Q_н}{Q}\right)^2, \tag{5.126}$$

$$N_{\text{дву}} = \kappa_3 N_{\text{дв}_\text{т}} \left(\frac{Q_\text{н}}{Q} \right)^3, \qquad (5.127)$$

где индексом «*у*» обозначены уточненные значения.

Проверить правильность первичного выбора насоса:

$$\begin{cases} P_\text{н} \geq P_{\text{н.ту}}; \\ N_\text{дв} \geq N_{\text{дву}}. \end{cases} \qquad (5.128)$$

Если система неравенств (5.128) справедлива, то первичный выбор насоса можно считать окончательным. Если система (5.128) не выполняется, то первично выбранный насос не обеспечит качественную промывку скважины. В этом случае в качестве первично выбранного следует принять насос (диаметр плунжера, сменной втулки), развивающий бóльшее давление, и повторить расчет данного пункта.

Рекомендуемая *последовательность расчета прямой продувки воздухом нисходящей скважины колонкового бурения* (рис. 5.9, *б*).

1. Коэффициент силы лобового сопротивления в атмосферных условиях ($T_0 = 300$ К, $P_0 = 10^5$ Па, $\rho_0 = 1{,}19$ кг/м^3). Воздух можно отнести к НЖ (в широком понимании), поэтому в уравнении (5.48) $\tau_0 = 0$. Значения вязкости приведены в табл. 5.2.

2. Скорость витания (5.45) при выходе шлама из скважины.

3. Теоретическое значение средней скорости воздушного потока вблизи устья скважины находят по формуле

$$v_0 = \frac{1 + K_1}{\cos\theta} v_\text{в}, \qquad (5.129)$$

где K_1 — по (5.105); $v_0 \cos\theta$ — вертикальная составляющая скорости воздуха, м/с.

4. Массовый расход шлама на всех участках (5.81) — (5.82).

Для участков $i = 4$—7; $M_{\text{ш}\,i} = 0$.

5. Степень изменения площади поперечного сечения (5.111) участков $i = 1, 2, 6$.

6. Коэффициент сжатия транзитной струи воздуха при резком сужении (5.76) на участках $i = 1, 2, 6$.

7. Коэффициент местных сопротивлений (5.78) на всех участках.

Для $i = 3$—$5{,}7$; $\xi_i = 0$.

8. Абсолютное и избыточное давления при входе воздуха на участок $i = 1$. Неявный вид и громоздкость уравнения, связывающего абсолютное давление P_1 с длиной $L_1 = L_\text{ок}$ первого участка, вызывают необходимость поэтапного расчета численным методом (подбором).

Задаваясь значениями степени повышения давления P_1/P_0 на участке $i = 1$, следует подбором искать по формуле (5.84) такое значение L_x, которое было бы равно (с точностью $\pm\Delta$, где $0 \leq \Delta \leq 5$ м) длине первого участка $L_\text{ок}$.

Наиболее вероятные подходящие значения P_1/P_0 лежат в диапазоне 1,001—2,5: чем больше выбранное значение P_1/P_0, тем больше величина L_x и наоборот.

8.1. Массовый расход воздуха на всех участках.

Пусть $P_1/P_0 = \ldots$, тогда

$$M = \rho_0 f_1 v_0 \sqrt{\frac{P_1}{P_0}}, \qquad (5.130)$$

8.2. Режим течения воздуха (5.54) на участке $i = 1$.

Ламинарный режим течения воздуха при продувке отсутствует.

8.3. Коэффициент линейных сопротивлений (5.71), (5.73) на участке $i = 1$.

8.4. Величины A_i (5.85) и B_i (5.86) для движения на участке $i = 1$.

8.5. Величина L_x (5.84) для $i = 1$.

8.6. Абсолютное P_i и избыточное P_{ui} давления при входе на участок $i = 1$.

$$P_i = \left(\frac{P_i}{P_0} \right) P_0; \qquad (5.131)$$

$$P_{ui} = P_i - P_0. \qquad (5.132)$$

Значения избыточных давлении здесь и далее для удобства перевести в МПа.

9. Режим течения (5.54) на участках $i = 2, 3, 5$—7.

10. Коэффициент линейных сопротивлений (5.71), (5.73) на участках $i = 2, 3, 5$—7.

11. Абсолютное P_i (5.87) и избыточное P_{ui} (5.132) давления при входе на участки $i = 2, 3$: A_i определяют по (5.85), B_i — по (5.86), R — по (5.27), $\mu_\text{м} = 28{,}97$ кг/кмоль.

12. Абсолютное P_i (5.87) и избыточное P_{ui} (5.132) давления при входе на участок $i = 4$.

$$P_i = P_{i-1} + P_\text{ПРИ}, \qquad (5.133)$$

где $P_\text{ПРИ}$ — потеря давления в породоразрушающем инструменте, при обычных расходах воздуха $P_\text{ПРИ} = (0{,}5 - 2) \cdot 10^5$ Па.

13. Абсолютное P_i (5.87) и избыточное P_{ui} (5.132) давления при входе на участки $i = 5{,}6$.

14. Абсолютное P_7 (5.88) и избыточное P_{u7} (5.132) давления при входе воздуха на участок $i = 7$, а также давление $P_\text{к}$, развиваемое компрессором, и абсолютное давление $P_{7\text{к}}$ при выходе из компрессора:

$$P_\text{к} = \kappa_3 (P_i - P_0), \qquad (5.134)$$

$$P_{7\text{к}} = P_0 + P_\text{к}, \qquad (5.135)$$

где κ_3 — коэффициент запаса давления, развиваемого компрессором, $\kappa_3 = 1{,}1$—$1{,}3$.

15. Объемный расход воздуха, всасываемого компрессором:

$$Q_0 = \frac{MRT_0}{P_0}. \qquad (5.136)$$

Значение Q_0 для удобства перевести в м³/мин.

16. Уточненное значение средней скорости восходящего потока при выходе из скважины:

$$v_0 = \frac{Q_0}{f_t}. \qquad (5.137)$$

17. Степень повышения абсолютного давления воздуха в компрессоре:

$$\lambda_к = \frac{P_7 K}{P_0}. \qquad (5.138)$$

18. Минимальное количество ступеней сжатия воздуха в компрессоре:

$$z = \left[\frac{\lg \lambda_к}{\lg \lambda_{ст\ max}}\right] + 1, \qquad (5.139)$$

где [...] — целая часть числа $\frac{\lg \lambda_к}{\lg \lambda_{ст\ max}}$; $\lambda_{ст\ max}$ — максимальная степень повышения абсолютного давления в ступени компрессора, $\lambda_{ст\ max} = 10$.

Нормальная работа поршневого компрессора возможна, если температура воздуха не превышает температуру самовоспламенения (вспышки) компрессорного масла, применяемого для смазки кривошипно-шатунного механизма и уплотнения зазора между компрессорными поршневыми кольцами и стенками цилиндра. Если принять процесс сжатия воздуха в компрессоре политропным (5.64) с показателем $n = 1{,}25$, а температуру вспышки 500 °К, то получим $\lambda_{ст\ max} = 10$.

В пластинчатом (ротационном) и винтовом компрессорах холодное турбинное масло впрыскивается непосредственно в сжатый горячий воздух с целью его охлаждения, а также для снижения трения и уплотнения зазоров. На выходе из компрессора масло отделяется. Ограничение $\lambda_{ст\ max} = 9{,}0—10$ у этих компрессоров вызвано не возможностью воспламенения турбинного масла, а высокими затратами энергии при высоких перепадах давления.

19. Удельная теоретическая работа (Дж/кг) компрессора:

$$l_{к.т} = z\frac{n}{n-1}RT(\lambda_к^{\frac{n-1}{nz}} - 1), \qquad (5.140)$$

где n — показатель политропы, у компрессоров при сжатии в среднем $n = 1{,}18—1{,}3$.

20. Удельная фактическая работа (Дж/кг) компрессора:

$$l_к = \frac{1}{\eta_к} l_{к.т}, \qquad (5.141)$$

где $\eta_к$ — полный КПД компрессора, $\eta_к = 0{,}7$.

21. Фактическая мощность компрессора:

$$N_к = Ml_к, \qquad (5.142)$$

22. Мощность двигателя компрессора:

$$N_{дв.к} = \frac{1}{\eta_{п.к}} N_к, \qquad (5.143)$$

где $\eta_{п.к}$ — КПД передачи от двигателя до компрессора, $\eta_{п.к} = 0{,}9$.

23. Выбор компрессора.

Подходящий компрессор (табл. 5.4), развивающий максимальное давление $P_{к\ max}$ (МПа), создающий расход $Q_{0\ max}$ (м³/мин) и имеющий мощность двигателя $N_{дв.к\ max}$ (кВт), должен удовлетворять системе неравенств (5.144).

$$\begin{cases} P_{к\ max} \geq P_к; \\ Q_{0\ max} \geq Q_0; \\ N_{дв.к\ max} \geq N_{дв.к}. \end{cases} \qquad (5.144)$$

Таблица 5.4. **Технические характеристики компрессоров**

Шифр компрессора	База компрессора	Подача $Q_{0\ max}$, м³/мин	Давление $P_{к\ max}$, МПа	Тип приводного двигателя	Мощность двигателя $N_{дв.к\ max}$, кВт	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
						длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
О-39А	Рама	0,25	0,7	Электродвигатель	3	1200	490	900	112
О-16А	То же	0,5	0,4	То же	3	1175	430	840	168
ВУ-0,6/8	Стационарный	0,6	0,8	»	4,5	1040	745	655	312
К-75	Рама	1,25	0,7	»	10	1850	855	1470	770
ЭК-16	Стационарный	2,5	0,8	»	20	2000	957	1280	1560
ВК-3/5	То же	3	0,5	»	20	1446	860	1300	632
ВК-3/8	»	3	0,8	»	28	2410	1180	1398	1268
КСЭ-3М	»	3	0,8	»	20	1970	1000	1280	1110
ПКС-3М	Колесное шасси	3	0,7	ЗИЛ-120	51,5	3545	1490	1235	1707
КС-53	То же	4,5	0,6	1-МА	—	4700	1870	1960	3000

Продолжение табл. 5.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЗИФ-51	Колесное шасси	4,6	0,7	Электродвигатель	45	3450	1820	1770	2306
КСЭ-5М	Стационарный	5	0,8	То же	40	2245	1035	1380	1725
ЗИФ-55	Колесное шасси	5	0,7	ЗИЛ-157	72	3450	1820	1770	2750
ПКС-5	То же	5	0,7	АЗ-120	70	3830	1870	1550	2650
ЗИФ-ВКС-5	»	5	0,7	Электродвигатель МАК-926	45	4255	1880	1715	3000
ЗИФ-55В	»	5,5	0,7	ЗИЛ-157М	78	3400	1820	1770	2050
ЗИФ-ПР-6	»	6,3	0,7	СМД-14А	56	3270	1750	2020	2300
ПВ-10	»	7	0,7	ЯМЗ-236	90	3370	1730	1870	3200
ЗИФ-ВКС-10	»	10	0,7	КДМ-46	68	100	1180	1513	4650

Литература

1. *Альтшуль А. Д., Животовский Л. С., Иванов Л. П.* Гидравлика и аэродинамика.— М.: Стройиздат, 1987.— 414 с.
2. *Васильев Б. А., Грецов Н. А.* Гидравлические машины.— М.: Агропромиздат, 1988.— 272 с.
3. *Гейер В. Г., Дулин В. С., Заря А. Н.* Гидравлика и гидропривод.— М.: Недра, 1991.— 331 с.
4. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы/Т. М. Башта, С. С. Руднев, Б. Б. Некрасов и др.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Машиностроение, 1982.
5. *Есьман Б. И., Габузов Г. Г.* Термогидравлические процессы при бурении скважин.— М.: Недра, 1991.— 216 с.
6. *Кудряшов Б. Б., Кирсанов А. Н.* Бурение разведочных скважин с применением воздуха.— М.: Недра, 1990.
7. *Леонов Е. Г., Исаев В. И.* Гидроаэромеханика в бурении.— М.: Недра, 1987.
8. *Маковей Н.* Гидравлика бурения.— М.: Недра, 1986.— 536 с.
9. *Чугаев Р. Р.* Гидравлика. 4-е изд., доп. и перераб.— Л.: Энергоиздат, 1982.— 672 с.

ГЛАВА 6
ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ

Эффективность бурения скважин во многом определяется составом очистного агента, а также зависит от схемы и режима промывки скважины в процессе бурения. В качестве очистного агента могут быть использованы промывочные жидкости от самых простых по составу (вода, углеводородная жидкость) без твердой фазы и добавок многофункционального назначения до сложных по рецептуре многокомпонентных промывочных жидкостей, газообразные агенты (воздух, газы различного состава и происхождения), а также смеси на основе промывочных жидкостей и газообразных агентов — газожидкостные смеси (аэрозоли, аэрированные жидкости и пены).

Рациональные условия применения различных видов очистных агентов зависят от их состава и технологических свойств, которые в свою очередь определяются составом и свойствами перебуриваемых горных пород, возможными осложнениями при бурении, видом и составом подземных вод, пластовым давлением и другими факторами.

6.1. Назначение и классификация

Очистные агенты предназначены для выполнения следующих основных технологических функций:

✓ удаления бурового шлама с забоя при бурении и вынос его восходящим потоком по стволу скважины на поверхность;

✓ охлаждения породоразрушающего инструмента при бурении;

✓ сохранения и повышения устойчивости стенок скважин в горных породах, склонных к нарушению их сплошности;

✓ создания гидромониторного эффекта потоком истекающей жидкости из промывочных каналов;

✓ уменьшения трения элементов породоразрушающего инструмента и бурильной колонны о горную породу;

✓ предотвращения кольматации продуктивных (водоносных, нефтегазоносных) горизонтов и сохранения их естественной проницаемости;

✓ предотвращения выбросов флюидосодержащих компонентов из пластов с высоким пластовым давлением;

✓ удерживания во взвешенном состоянии частиц бурового шлама и утяжелителя при внезапном прекращении циркуляции по стволу скважины;

✓ более эффективного разрушения горных пород на забое в процессе бурения;

✓ обеспечения переноса энергии от наземного оборудования (насосы, компрессоры) к забойным устройствам — гидропневмоударникам, турбобурам, забойным винтовым двигателям и др.

Кроме того, очистные агенты должны удовлетворять определенным требованиям при их применении: приготовляться из недорогих и недефицитных материалов, быть нетоксичными и не загрязнять окружающую среду, легко обрабатываться химическими реагентами и менять свои свойства в широком диапазоне, быть устойчивыми к действию минерализованных сред, снижать коррозию и абразивный износ инструмента и бурильной колонны. Очистные агенты должны обладать тиксотропными свойствами, надежно закупоривать поры и трещины в поглощающих непродуктивных горизонтах.

На процесс очистки забоя скважины и сохранность керна большую роль оказывает схема циркуляции очистного агента. Существует четыре схемы циркуляции очистного агента: прямая, обратная, призабойная (местная) и комбинированная (рис. 6.1)

Прямая циркуляция (рис. 6.1, *а*) заключается в принудительной подаче очистного агента с поверхности по колонне бурильных труб к забою и от забоя по кольцевому каналу между бурильными трубами и стенками скважины к поверхности. При этом продукты разрушения забоя (шлам) выносятся на поверхность. Лишь в особых случаях в состав бурового снаряда включается открытая шламовая труба (наружный шламосборник), где скапливаются наиболее крупные частицы шлама. Прямая циркуляция проста по устройству и нашла широкое применение.

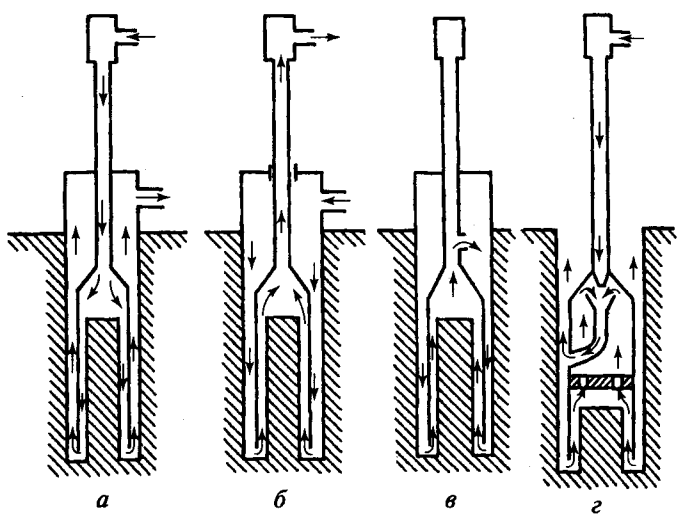


Рис. 6.1. Схемы прямой (*а*), обратной (*б*), местной, или призабойной (*в*), комбинированной (*г*) циркуляции промывочной жидкости при бурении

Обратная циркуляция очистного агента (рис. 6.1, *б*) осуществляется через устье скважины в кольцевой канал, по которому очистной агент достигает забоя, а затем движется к поверхности по внутреннему каналу бурильных труб. Обратная циркуляция обеспечивает лучшую очистку забоя за счет более высокой скорости восходящего потока в бурильных трубах, способствует повышению выхода керна и может быть использована для непрерывной транспортировки керна на поверхность. Для обратной циркуляции необходима герметизация устья скважины. Обратную циркуляцию нельзя применять при бурении трещиноватых и закарстованных пород, в которых теряется промывочная среда.

Местная, или призабойная, циркуляция (рис. 6.1, *в*) достигается при расхаживании бурового снаряда. При подъеме снаряда происходит заполнение забойного пространства жидкостью, находящейся в скважине, а при спуске снаряда она вытесняется через обратный клапан над переходником и поступает на забой. Таким образом создается местная циркуляция, интенсивность которой зависит от частоты расхаживания снаряда.

Комбинированная циркуляция (рис. 6.1, *г*) создается с помощью специального эжекторного снарядами при бурении с эрлифтом. Жидкость, движущаяся по колонне бурильных труб вниз, на выходе из труб через специальную насадку имеет высокую скорость истечения. В результате этого около диффузора создается разряжение и происходит подсос жидкости с забоя скважины, которая по патрубку диффузора поступает в кольцевое пространство скважины. Этот способ промывки применяют для повышения выхода керна.

Очистные агенты представляют собой дисперсные системы, состоящие из дисперсной или твердой фаз и дисперсионной среды, представленной жидкой или газообразной фазой.

Существует множество классификаций очистных агентов по тем или иным признакам. Наиболее целесообразно определять их классификацию по следующим признакам:

По виду дисперсионной среды:

✓ с водной дисперсионной средой (на водной основе);

✓ углеводородной дисперсионной средой (на углеводородной основе);

✓ газообразные агенты.

По виду дисперсной фазы:

✓ с твердой (дисперсии, суспензий);

✓ жидкой (эмульсии);

✓ газообразной (аэрированные растворы, пены);

✓ конденсированной;

✓ комбинированные.

По составу дисперсной фазы или солей:

✓ глинистые растворы (суспензии);

✓ силикатно-гуминовые;

✓ меловые;

✓ алюминатные;
✓ гипсовые;
✓ хлоркальцевые;
✓ хлоркалиевые и др.

В зависимости от обработки:

✓ обработанные химическими реагентами;
✓ необработанные.

По условиям применения:

✓ для нормальных геологических условий;
✓ осложненных условий.

По способу приготовления:

✓ естественные — из разбуриваемых горных пород;
✓ искусственно приготовленные.

По степени минерализации (NaCl, %):

✓ пресные и слабоминерализованные (до 0,5);
✓ средней минерализации (1—3,5);
✓ высокоминерализованные (до 10).

6.2. Технологические параметры промывочных жидкостей и методы их определения

Бурение скважин проводят в различных горно-геологических условиях и для эффективного их сооружения применяют разнообразные по составу и свойствам промывочные жидкости. Для контроля свойств промывочных жидкостей измеряют целый ряд их параметров, которые определяют соответствие этих свойств условиям бурения скважин.

Плотность — это масса единицы объема, выраженная в г/см^3 или кг/м^3. Плотность зависит от содержания и состава твердой фазы. Повышение плотности отрицательно сказывается на механической скорости бурения и в то же время она способствует созданию давления на стенки скважины, предотвращению их обрушения и притоков в скважину воды, нефти и флюидов. Уменьшение плотности необходимо для устранения поглощения промывочных жидкостей, что возможно при введении в промывочную жидкость воздуха с целью получения аэрированного раствора.

Плотность измеряют с помощью прибора ареометра АГ-3ПП, входящего в комплект АБР-1 (рис. 6.2). В состав комплекта АБР-1 входят металлический футляр в виде ведерка *9* с крышкой, служащей пробоотборником для раствора, и собственно ареометра АГ-3ПП, состоящего из мерного стакана *5*, донышка *6*, поплавка *7*, стержня *8* и съемного калибровочного груза *1*. На стержне *8* поплавка *7* имеется две шкалы *10*: одна с делениями от 0,9 до 1,7 г/см^3, другая — от 1,6 до 2,4 г/см^3 и на противоположной поверхности — шкала поправок, а в верхней части этого стержня размещена пробка *11*. Кроме того, в нижней части стакана *5* расположена заглушка *2*, внутри которой помещаются компенсационный груз *3* и балласт *4*. При измерении мерный стакан *5* до верха заполняется испытуемым раствором, избыток которого стекает через боковые отверстия в верхней части мерного стакана *5*, присоединяется поплавок, и ареометр в вертикальном положении опускается в футляр-ведро *9* с чистой пресной водой. Отсчет плотности берут по уровню воды в сосуде обычно по левой шкале со значениями плотности до 1,7 г/см^3. Если раствор утяжеленный и ареометр полностью тонет в воде, груз *1* снимают, опускают ареометр в воду без груза, и отсчет берут по правой шкале с большими значениями плотности — до 2,4 г/см^3.

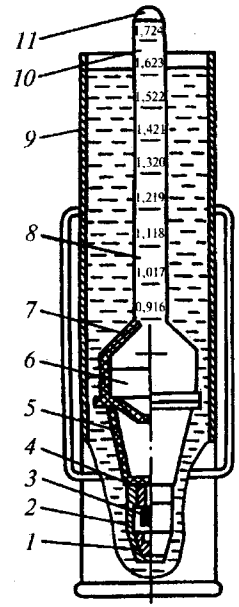


Рис. 6.2. Ареометр АГ-3ПП в составе комплекта АБР-1

Перед применением ареометра проверяют точность его показаний путем определения плотности пресной воды, когда исправный ареометр должен показывать ее плотность, равную 1,0 г/см^3. Допустимая погрешность измерения — ±0,01 г/см^3.

Плотность нормальных глинистых растворов, приготовленных из бентонита, составляет 1,04—1,08 г/см^3.

Условная вязкость измеряется временем истечения 500 см^3 раствора через трубку с диаметром отверстия 5 мм вискозиметра, воронку которого заполняют 700 см^3 раствора. Комплект ВБР-1 (рис. 6.3) состоит из вискозиметра ВП-5 *1*, сетки *2* и мерной кружки *3*. Для измерения условной вязкости закрывают нижнее отверстие трубки пальцем, через сетку заливают раствор (700 см^3) до края воронки. Подставляют мерную кружку объемом 500 см^3, включают секундомер и одновременно открывают нижнее отверстие. По мере заполнения кружки раствором секундомер выключают и фиксируют время истечения. Для нормальных растворов условная вязкость составляет, как правило, T = (20—25) с.

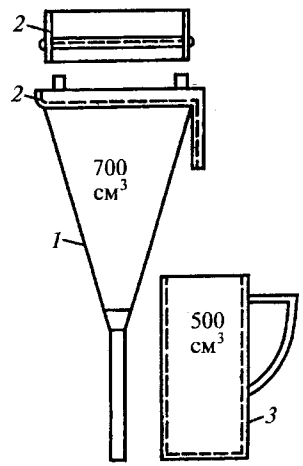


Рис. 6.3. Вискозиметр ВП-5 в составе комплекта ВБР-1

Правильность показаний вискозиметра проверяют на чистой пресной воде комнатной температуры. При исправном вискозиметре условная вязкость воды T = 15 с (водное число вискозиметра).

Повышенная вязкость раствора способствует увеличению выхода керна и выноса частиц шлама и усилению связности рыхлых пород, но в то же время это приводит к снижению механической скорости бурения, увеличению гидравлических сопротивлений, ухудшению очистки раствора от шлама в циркуляционной системе.

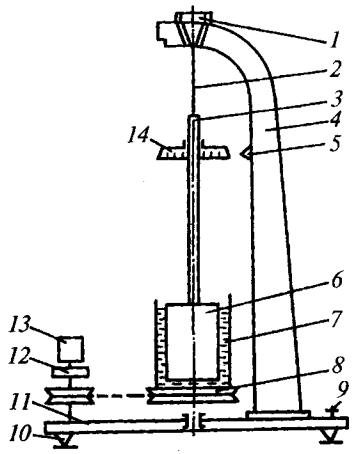


Рис. 6.4. Схема ротационного вискозиметра СНС-2

Статическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры глинистого раствора, образующейся за определенное время его пребывания в покое. Количественной мерой прочности структуры является то минимальное напряжение, которое придает раствору текучесть и которое называют статическим напряжением сдвига. Для измерения этого параметра используют ротационный вискозиметр СНС-2 (рис. 6.4), состоящий из цилиндра *6*, подвешенного на упругой нити *2* с помощью конуса *1*, кронштейна *4*, стакана *7*, установленного на столике *8*. Вращение с частотой 0,2 мин$^{-1}$ через редуктор *12* и шкив передается столику от электродвигателя *13*. Во избежание скольжения испытуемого раствора поверхность подвешенного цилиндра сделана рифленой. На трубке *3*, соединенной с цилиндром, укреплен лимб *14* с делениями от 0 до 360°. На уровне лимба на кронштейне находится указатель *5*. Для установки станины *11* прибора в горизонтальное положение имеются опорные *10* и установочные *9* винты.

Перед измерением станину прибора с помощью установочных винтов приводят в горизонтальное положение, о чем будет свидетельствовать соосное расположение цилиндра *6* в стакане *7*. Затем поворотом конуса совмещают ноль лимба *14* с указателем, после чего конус фиксируется легким нажатием сверху.

В зазор между цилиндром и стаканом заливают исследуемую жидкость до тех пор, пока уровень ее не совпадет с верхним основанием цилиндра *6*. Испытуемую жидкость хорошо перемешивают путем вращения (вручную) внутреннего цилиндра, после чего ноль лимба совмещают с указателем, включают секундомер и жидкость оставляют в покое до образования структуры. Жидкость выдерживают в покое после установки внутреннего цилиндра в течение 1 и 10 мин и затем определяют соответствующие значения статического напряжения сдвига θ_1 и θ_{10}.

При включении электромотора вращение стакана через структуру раствора передается внутреннему цилиндру *6*, который закручивает упругую нить *2*. Закручивание нити с цилиндром *6* вследствие пластической деформации раствора постепенно снижается. В момент, когда сила сопротивления нити при закручивании станет равной силе сопротивления трения между раствором и поверхностью цилиндра, структура раствора разрушается и цилиндр останавливается. Угол закручивания нити (φ) определяют по лимбу прибора с помощью указателя, закрепленного на штативе. Затем раствор в стакане вновь перемешивают и производят аналогичное измерение угла закручивания φ через 10 мин выдержки раствора в покое.

Статическое напряжение сдвига (Па) вычисляют по формуле

$$\theta_1 = K(\varphi_2 - \varphi_1);$$
$$\theta_{10} = K(\varphi_2 - \varphi_1), \qquad (6.1)$$

где φ_1 и φ_2 — начальный и конечный отсчет соответственно по шкале лимба, град.; K — константа прибора, характеризующая величину статического напряжения, приходящегося на 1 град. угла закручиванию нити, Па/град.

Статическое напряжение для нормальных глинистых растворов находится в пределах $\theta_1 = 1{,}5—2{,}0$ Па, $\theta_{10} = 2{,}5—4{,}0$ Па.

При низких значениях статического напряжения сдвига буровой шлам быстро выпадает в осадок, что может привести к прихвату бурового инструмента. При повышенных его значениях происходит более эффективное кольматирование пор и трещин, что способствует устранению поглощения промывочной жидкости. Но при этом хуже очищается буровой раствор от шлама на поверхности, возрастают пусковые давления на насосе.

Водоотдача и толщина фильтрационной корки являются наиболее важными характеристиками промывочных жидкостей. Водоотдача — это способность раствора отдавать воду под избыточным давлением через пористую перегородку. В процессе фильтрации воды через пористую перегородку на стенках скважины формируется фильтрационная корка, и чем выше ее плотность, тем меньше воды отфильтровывается в стенки скважины под действием гидростатического давления столба промывочной жидкости, а также лучше сохраняется устойчивость стенок скважин. Минимальная водоотдача особенно важна при бурении рыхлых, малосвязанных осадочных пород для сохранения их устойчивости.

Водоотдачу измеряют в см^3 за 30 мин при перепаде давления на стандартном фильтре в 0,1 МПа. Фильтрационную корку измеряют металлической линейкой в мм.

Прибор ВМ-6 (рис. 6.5) для измерения водоотдачи состоит из основания, напорного цилиндра с плунжером и фильтрационного стакана с принадлежностями. Фильтрационный стакан *6* в верхней части имеет горловину с наружной резьбой, нижний конец его также имеет резьбу. Узел напорного цилиндра состоит из собственно цилиндра *9* с ввернутой в него втулкой, плунжера *11* и груза — шкалы *10*, укрепленного на плунжере. Шкала нанесена на прозрачный пластмассовой пленке и прикреплена к грузу винтами. Сквозь шкалу видна отсчетная риска на верхнем конце втулки цилиндра.

В нижней части цилиндра имеется отверстие, которое служит для спуска масла *8* из цилиндра при установке шкалы на «0» (совмещение нулевой отметки шкалы с риской на втулке цилиндра). Отверстие перекрывается иглой *7*. Цилиндр соединяется с фильтрационным стаканом *6* посредством резьбы. В месте соединения устанавливают уплотнительную прокладку из маслостойкой резины. Основание *3*

представляет собой пластмассовую чашку с резьбой для соединения с фильтрационным стаканом, отверстием под пробку *4* и каналами *1* для сброса фильтрата. На поверхность основания укладывают фильтрационную бумагу, на которой размещают резиновую прокладку *2*, герметизирующую соединение основания и фильтрационного стакана.

Для измерения водоотдачи в фильтрационный стакан, соединенный с основанием и размещенным в нем фильтром, заливают 120 см^3 промывочной жидкости *5*. На стакан навинчивают напорный цилиндр и заливают масло. Затем в цилиндр вставляют плунжер с грузом-шкалой. Ноль шкалы совмещают с риской на напорном цилиндре в результате дренажа масла через отверстие при слегка отвернутой игле *7*. Включают секундомер, и в основании убирают пробку *4* для прохода воды. Время измерения составляет 30 мин. В процессе измерения груз-шкала через плунжер и масло создает избыточное давление в 0,1 МПа на раствор в фильтрационном стакане. Под действием избыточного давления вода отфильтровывается из раствора через фильтрованную бумагу, на которой образуется фильтрационная корка. Шкала прибора позволяет определять водоотдачу до 40 см^3 (объем жидкой фазы раствора).

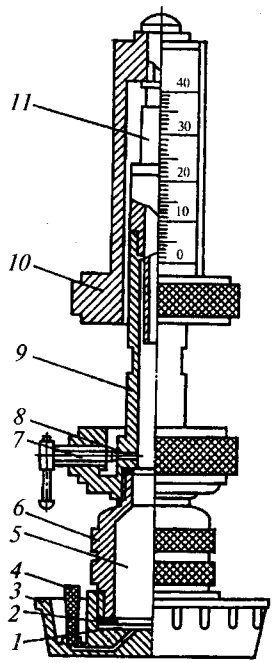


Рис. 6.5. Прибор ВМ-6

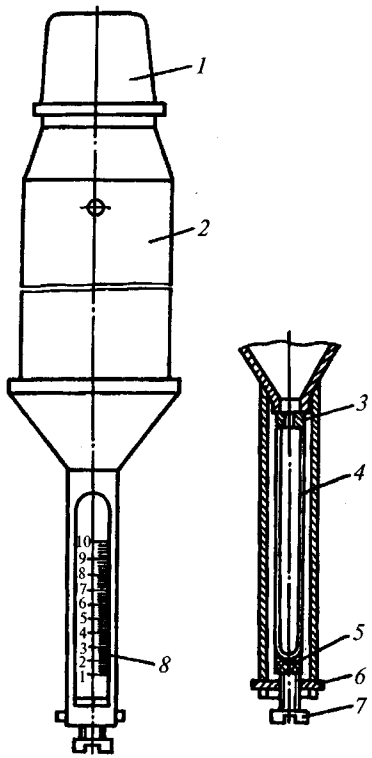


Рис. 6.6. Отстойник ОМ-2

Для ускорения определения водоотдачи используют бланк с двойной логарифмической сеткой. Измерив водоотдачу за два промежутка времени (например, 5 и 10 мин), можно методом графической экстраполяции определить водоотдачу за 30 мин. При таком методе определения водоотдачи толщина и качество фильтрационной корки не показательны.

Для нормальных глинистых растворов считается допустимой водоотдача в пределах 10—12 см^3 за 30 мин при толщине глинистой корки 1,0—1,5 мм.

Содержание песка в растворе определяют с помощью металлического отстойника ОМ-2 (рис. 6.6), представляющего собой цилиндр *2* со стеклянной измерительной пробиркой *4* в нижней части. На боковой поверхности пробирки имеется шкала *8* с делениями через 0,1 см^3. Пробирку крепят в прорези цилиндра с помощью винта *7*, перекладины *6* и прокладками *3* и *5*. Сверху отстойник закрывается крышкой-колпаком *1* объемом 50 см^3.

Для определения содержания песка в прибор сначала заливают 500 см^3 воды, затем с помощью крышки-колпака отливают 50 см^3 воды и заливают столько же глинистого раствора. Объем жидкости 500 см^3 в приборе соответствует положению уровня у отверстия в боковой поверхности. Надев крышку и закрыв отверстие пальцем, отстойник несколько раз переворачивают и встряхивают, после чего устанавливают в вертикальное положение и оставляют в покое на 1—2 мин. За это время из раствора оседают частицы песка (шлама) или нерастворившиеся частицы глины.

По делениям на шкале пробирки определяют объем осевших частиц V_o (в см^3) и, умножив полученный результат на два, получают содержание песка (%):

$$П = V_o \cdot 2. \qquad (6.2)$$

Стабильность раствора определяют с помощью цилиндра ЦС-2 (рис. 6.7) и ареометра АГ-3ПП.

Отобрав пробу раствора из приемной емкости, его заливают в цилиндр стабильности *2* и оставляют его в состоянии покоя в течение 24 ч, для чего прибор подвешивают на ручке *3* с отверстием. Затем, слив верхнюю часть раствора до пробки *1*, измеряют плотность раствора, находившегося в нижней и верхней частях цилиндра. Показателем стабильности является разность в измерениях двух значений плотности, которая не должна быть не более ±0,02 г/см^3.

Реологические параметры характеризуются пластической ($\mu_п$) и эффективной (кажущейся) вязкостью ($\mu_э$), а также динамическим напряжением сдвига (τ_0). Эти параметры определяются расчетным путем с использованием результатов измерений, полученных на вискозиметре сдвиговых напряжений ВСН-3.

Прибор ВСН-3 (рис. 6.8) состоит из следующих частей: двухскоростного редуктора *1*, синхронных электродвигателей *2* (СД-54) и *4* (СД-2), переключателя редуктора *3*, размещенных в корпусе *15*, а также

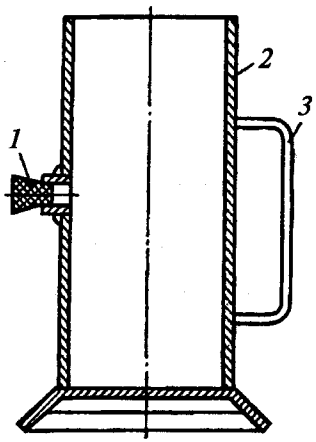


Рис. 6.7. Цилиндр стабильности ЦС-2

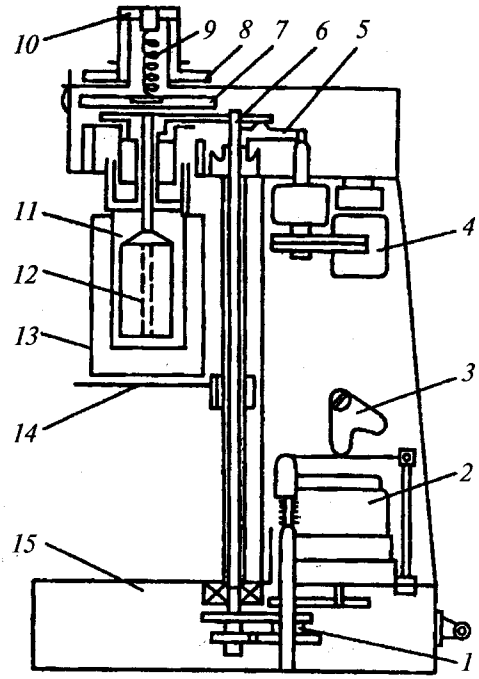


Рис. 6.8. Вискозиметр ВСН-3

шестеренки обгонной муфты *5*, трансмиссионного вала *6*, телескопического стола *14*, на котором устанавливают стакан *13* с буровым раствором. Измерительный механизм прибора включает в себя гильзу (наружный вращающийся цилиндр) *11*, цилиндр *12*, подвешенный на пружине *9* (динамометр), измерительную шкалу *7*, шкалу крутильной головки *8* и крутильную головку *10*.

Техническая характеристика ВСН-3

Предел измерения касательных напряжений сдвига (предельного статического напряжения сдвига) (Па) для пружин:	
№ 1	0—45
№ 2	0—90
Предел измерения динамической вязкости ньютоновских жидкостей при 200 об/мин гильзы (Па · с) для пружин:	
№ 1	0,001—0,2
№ 2	0,001—0,4
Частота вращения гильзы, об/мин	0,2; 200; 300; 400; 600

Основная приведенная погрешность измерения (%) не более:	
касательных напряжений сдвига	4
динамической вязкости	5
Погрешность отсчета угла поворота измерительного элемента, град.	±0,5
Ток переменный напряжением, В	$220\ ^{+22}_{-33}$
Предел термостатирования, °С	20—60

При измерениях с помощью трансмиссии и редуктора прибора ВСН-3 гильза *11* может вращаться с частотой 0,2 (для определения статического напряжения сдвига), 200, 300, 400 и 600 мин$^{-1}$ (для определения реологических параметров).

Для проведения измерений испытуемый раствор заливают в стакан *13* до риски на внутренней его поверхности. С помощью телескопического стола *14* этот стакан фиксируют в верхнем положении. При этом промывочная жидкость находится в зазоре между гильзой *11* и цилиндром *12*. Во время вращения гильзы крутящий момент передается жидкости в зазоре. Скорость вращательного движения концентрических слоев жидкости в зазоре уменьшается по направлению от вращающегося цилиндра к измерительному. Между слоями жидкости возникают касательные напряжения сдвига, и чем они больше, тем выше касательные напряжения в жидкости и крутящий момент, передающийся измерительному цилиндру. Об этом свидетельствует увеличение угла поворота этого цилиндра.

Используя различные скорости вращения наружного цилиндра, измеряют угол поворота измерительного цилиндра *12* по шкале *8*, пропорциональный величине касательного напряжения в жидкости.

После проведения измерений на приборе ВСН-3 строится реограмма в координатах n (частота вращения, мин$^{-1}$) и φ (угол закручивания пружины прибора, град), образец которой приведен на рис. 6.9.

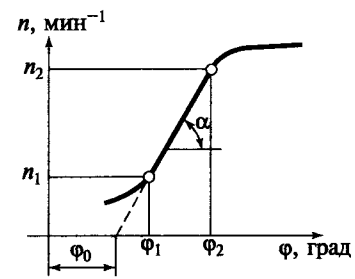


Рис. 6.9. Образец реограммы, получаемой при измерениях на приборе ВСН-3

На данной реограмме обычно выделяется прямолинейный участок с углом наклона α. Обработка реограммы позволяет получить ***основные реологические параметры:***

пластическую вязкость:

$$\mu_п = \frac{1}{\operatorname{tg}\alpha} = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{n_2 - n_1}. \qquad (6.3)$$

Если обозначить свойства пружины и геометрические размеры подвесной системы коэффициентом K_1 (Па · с) при $\varphi_1 = \varphi_{300}$ (угол закручивания пружины при частоте 300 мин$^{-1}$) и $\varphi_2 = \varphi_{600}$ (то же

при частоте 600 мин$^{-1}$), то выражение (6.3) будет иметь следующий вид:

$$\mu_п = K_1(\varphi_{600} - \varphi_{300}); \quad (6.4)$$

динамическое напряжение сдвига находят через величину отрезка φ_o по абсциссе:

$$\varphi_o = \varphi_1 - \frac{n_1}{\operatorname{tg}\alpha}.$$

Величину φ_o можно уподобить динамическому напряжению сдвига τ_o (Па), и если учесть константы прибора K_1 и K_2 и что $\varphi_1 = \varphi_{300}$ (угол закручивания пружины при частоте 300 мин$^{-1}$), то:

$$\tau_o = K_2(\varphi_{300} - K_3\mu_п); \quad (6.5)$$

эффективную (кажущуюся) вязкость находят из соотношения

$$\mu_э = \frac{m}{\omega}\varphi_{600}, \quad (6.6)$$

где $m = 32{,}2\ \frac{\text{мПа}\cdot\text{с}}{\text{град}}$ — константа пружины № 2; ω — угловая частота, $\omega = \frac{\pi n}{30}$; φ_{600} — угол закручивания при частоте n^{-1}.

Приняв $n = 600$ мин$^{-1}$ и определив φ_{600}, можно получить в мПа · с

$$\mu_э = \frac{1}{2}\varphi_{600}. \quad (6.7)$$

Для пружины № 2:

$$K_1 = 10^{-3};\ K_2 = 0{,}3;\ K_3 = 10^3.$$

6.3. Материалы и реагенты. Глины

Глина является основным структуро- и коркообразователем. Отличительной особенностью глин является их способность адсорбировать молекулы воды при получении водного раствора (суспензии). Глинистые минералы, в состав которых входят окиси кремния (SiO_2), обычно в природных условиях содержат гидратационную воду, поэтому по химическому составу они являются гидросиликатами. В зависимости от преобладающих окислов в составе гидросиликатов их подразделяют на *глиноземистые*, содержащие Al_2O_3 (каолинит, монтмориллонит и др.), *железистые* — Fe_2O_3 (гидрослюды) и *магнезиальные* — MgO (сепиолит палыгорскитовые).

Каолинит — глинообразующий минериал, соответствующий формуле $Al_2O_3 \cdot 2H_2O \cdot 2SiO_2$ и имеющий цвет от белого до светло-серого. В состав каолинитовой глины также входят минералы галлуазит, диккит, аноксит, энделлит.

Основной особенностью минералов этой группы заключается в том, что у глинистых частиц толщиной 0,05—0,2 мкм шестиугольную форму

поперечным размером 0,3—4,0 мкм. Кристаллическая решетка таких минералов не имеет свободных зарядов на поверхности за счет замещений в пределах этой решетки. Поэтому такие глинистые частицы имеют между собой жесткую связь, молекулы воды плохо взаимодействуют с поверхностью глинистых частиц, что обусловливает неспособность глины набухать, гидратироваться из-за неэффективного проникновения молекул воды в их межслоевое пространство.

Формула *монтмориллонитовой глины* — $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O$, цвет ее от светло-серого до серо-зеленого. Глинообразующими этой группы минералов являются также сапонит, вергликулит, нотронит, бейделит и др. Характерной для монтмориллонитовых глин является форма частиц в виде чешуек поперечным размером 0,01—0,4 мкм, что в десятки, сотни раз превышает их толщину.

Основные свойства монтмориллонитовых глин:

— в разрезе частица глины образует две параллельные плоскости;

— краевые части глинистых частиц представляют собой обломки кристаллов с наличием нескомпенсированных зарядов;

— поверхность глинистых частиц несет на себе отрицательные заряды, а также обменные катионы Na^+, если глина образовалась в морском и Ca^{++} — в пресноводном бассейне;

— для кристаллической решетки монтмориллонита характерны изоморфные замещения в пределах кристаллической решетки, что обусловливает ее электрическую несбалансированность и присутствие обменных катионов Na^+ или Ca^{++} на плоскостях и краях глинистых частиц;

— в межполосное пространство глинистых частиц эффективно проникают молекулы воды, приводя к их гидратации, набуханию и диспергированию.

Указанные свойства обусловливают то, что монтмориллонитовые глины являются наиболее технологичными при получении глинистых растворов. Стабильные суспензии глин в воде получаются при их невысокой концентрации.

Основной недостаток растворов, приготовленных из монтмориллонитовых глин,— ухудшение свойств в случае агрессии катионов Ca^{++}, Mg^{++} и др. из пластовых отложений, что усложняет процессы приготовления и регулирования свойств таких растворов.

Гидрослюдистые глинообразующие минералы имеют формулу $(OH)_4K_y(Si_{(8-y)} \cdot Al_y)(Al_4 \cdot Fe_4 \cdot Mg_4 \cdot Mg_6)O_{20}$. Для разновидностей гидрослюд: гидромусковита $y = 2$, иллита $y = 1{,}0—1{,}5$. Минералы этой группы имеют рыжевато-бурый цвет. Основная их особенность — наличие в межслоевом пространстве остаточных катионов K^+, что обусловливает затруднение в проникновении молекул воды и уменьшение их адсорбции на плоскостях и гранях глинистых частиц. Такие глинистые минералы являются комплексом переходных продуктов при генезисе крайних минералов: каолинита-монтмориллонита.

Палыгорскитовые минералы — это волокнистые минералы, магнезиальные водные силикаты, соответствующие формуле $2MgO \cdot 3SiO_2 \cdot 4H_2O$

и имеющие красноватый цвет. Частицы сепиолит-палыгорскита имеют игольчатую форму. Взаимодействие между ними происходит за счет механического сцепления, так как заряды на их поверхности отсутствуют, поэтому палыгорскитовые глины используют как эффективные структурообразователи в условиях высокой минерализации. Такие глины не могут обеспечить низкие значения показателя фильтрации. Эту проблему решают за счет введения в раствор монтмориллонитовой глины, дающей в составе раствора коллоидную фракцию.

Природные глины, как правило, состоят из нескольких глинообразующих минералов. Свое название они получают по названию преобладающего в них по содержанию минерала. Кроме того, в глинах присутствуют и другие минералы: кварц, полевой шпат, кальцит и др.

Виды сырья, зависящие от преобладающего в них глинообразующего минерала:

- ✓ бентониты (монтмориллонитовая глина);
- ✓ палыгорскиты;
- ✓ каолинит-гидрослюдистые глины;
- ✓ местные некондиционные (комовые глины).

Наиболее технологичны в применении глинопорошки, которые выпускают в соответствии с ТУ 39-0147007-105—93, в зависимости от минерального состава глин следующих типов:

- ✓ бентонитовые (Б);
- ✓ палыгорскитовые (П);
- ✓ каолинит-гидрослюдистые (КГ).

Такие глинопорошки бывают модифицированные (М) и немодифицированные. В качестве модифицирующих добавок используют: кальцинированную соду, полимеры и органические реагенты. Срок хранения немодифицированных и модифицированных неорганическими реагентами не ограничен, а модифицированных органическими реагентами — 8 мес.

В зависимости от выхода раствора выделяют 6 групп глинопорошков: А, Б, В, Г, Д и Н. *Выход раствора* — это количество м^3 глинистого раствора со стандартной эффективной вязкостью $\mu_э = 20$ мПа · с, которое можно получить из 1 т глинопорошка. В табл. 6.1 приведены сведения об основных типах глинопорошков.

Основные параметры, характеризующие качество глин:

1. Объемная концентрация глины в растворе.

Уравнение баланса масс для глинистого раствора:

$$m_р = m_в + m_г, \tag{6.8}$$

или

$$V_р\rho_р = V_р\rho_в(1 - K_г) + V_р\rho_г K_г, \tag{6.9}$$

где $m_р$, $m_в$, $m_г$ — масса раствора, воды и глины соответственно; $V_р$ — объем раствора; $K_г$ — объемная концентрация глины в растворе; $\rho_р$, $\rho_в$, $\rho_г$ — плотность раствора, воды и глины соответственно.

Таблица 6.1. **Типы выпускаемых глинопорошков**

Тип глинопорошка	Марки глинопорошков					
	Выход раствора с $\mu_э = 20$ мПа · с из 1 т глинопорошка, м^3					
	20	16	12	8	5 (4)	<5 (4)
Бентонитовый	—	ПББ*	ПБВ	ПБГ	ПБД	ПБН
Бентонитовый модифицированный	ПБМА	ПБМБ ПБМБ$_э$ ПБМБ$_п$	ПБМВ	ПБМГ	—	—
Палыгорскитовый	—	ППБ	ППВ	ППГ	ППД	ППН
Палыгорскитовый модифицированный	—	ППМБ	ППМВ	ППМГ	—	—
Каолинит-гидрослюдистый	—	—	—	—	ПКГД	ПКГН

Примечание. * П — первое в марке, порошок; Э — для экспорта; П — с добавкой палыгорскита.

Преобразовав уравнение (6.9) и решив относительно $K_г$ (%), получим

$$K_г = \frac{\rho_р - \rho_в}{\rho_г - \rho_в}100. \tag{6.10}$$

2. Выход раствора.

Объем, занимаемый глиной при объемной концентрации $K_г$ в растворе с выходом $B_р$, составит

$$V_г = B_р K_г. \tag{6.11}$$

Подставив в уравнение (6.11) $V_г = \frac{m_г}{\rho_г}$ и $K_г$ по формуле (6.10), получили выход раствора, м^3:

$$B_р = \frac{m_г(\rho_г - \rho_в)}{\rho_г(\rho_р - \rho_в)}, \tag{6.12}$$

Выход раствора $B_р$ рассчитывают при ($m_г = 1$ т) стандартных значениях условий вязкости $\mu_э = 20$ мПа · с и соответствующей плотности раствора $\rho_р$.

3. Масса глины, необходимая для приготовления 1 м^3 глинистого раствора.

Используя уравнение (6.12) и решив его относительно $m_г$, получили формулу для определения массы $m_г^{(1)}$ (т) определенной марки глинопорошка для 1 м^3 глинистого раствора со стандартной эффективной вязкостью $\mu_э = 20$ мПа · с и плотностью $\rho_{ст}$.

$$m_г^{(1)} = \frac{B_р\rho_г(\rho_{ст} - \rho_в)}{(\rho_г - \rho_в)}, \tag{6.13}$$

где $\rho_{ст}$ — плотность стандартного раствора при $\mu_э = 20$ мПа · с.

По формуле (6.13) величину $m_г^{(1)}$ находят при $B_р = 1$ м^3.

4. Обменная емкость глины.

Атомы кремния и алюминия, входящие в кристаллическую решетку глинистых минералов, могут быть замещены катионами из растворов, т. е. может происходить катионный обмен между структурными элементами кристаллической решетки и заряженными частицами, находящимися в растворе. Причем этот катионный объем может проходить между заряженными частицами, имеющими неодинаковый заряд с атомами решетки. В данном случае для компенсации ненасыщенных валентностей поверхность глинистых частиц адсорбирует катионы из водных растворов. Каждый вид глин обладает определенным количеством обменных катионов, что определяется строением их кристаллической решетки, условиями формирования глинистых минералов, структурными замещениями в пределах кристаллической решетки конкретного вида глинообразующих минералов. Исходя из этого, каждый вид глины обладает определенной обменной емкостью (г · ион) — количеством обменных катионов, содержащихся в 1 кг сухой глины. Для различных видов глин обменная емкость имеет различные значения.

Виды глин	Объемная емкость, г · ион
Монтмориллонитовая	0,8—1,5
Гидрослюдистая	0,1—0,4
Палыгорскитовая	0,2—0,3
Каолинитовая	0,03—0,15

В глинистых минералах обменными катионами являются в основном Na^+ (натриевые глины), Ca^{++} (кальциевые глины), а также Mg^{++}, K^+, H^+, NH_4^+.

Гидрофильные свойства глин увеличиваются при увеличении значения обменной емкости. Однако все глины в той или иной степени являются гидрофильными, что важно при получении глинистых растворов на водной основе.

В случае замещений на поверхности глины с помощью аммоний-катиона NH_4^+ происходит изменение свойств глин, и тогда она приобретает органофильные свойства, что необходимо для получения глинистых растворов на углеводородной основе. Для этих целей чаще всего используют модифицированный бентонит или аммоний-бентонит.

Дисперсионная среда промывочных жидкостей на водной основе

Вода является дисперсионной средой для промывочных жидкостей на водной основе. Молекулы воды обычно диссоциируют на ионы H^+ и OH^-. Произведение ионов водорода и гидроксила является постоянным $[H^+][OH^-] = 1 \cdot 10^{-14}$ (при $t = 22$ °С) и называется ионным числом воды. Концентрация ионов водорода под действием определенных природных условий может меняться, но ионное число воды остается постоянным. Поскольку концентрация ионов водорода мала и выражается числом с отрицательной степенью, то ее удобно выражать

десятичным логарифмом со знаком «минус». Это число называют водородным показателем pH. Если вода является нейтральной, когда $[H^+] = 10^-7$ и $[OH^-] = 10^-7$, то в данном случае pH = 7. Для щелочных вод pH > 7, для кислых вод pH < 7. Величина pH оказывает большое влияние на пептизацию глинистых частиц, поведение химических реагентов при химической обработке растворов.

В воде могут присутствовать соли карбонатов и бикарбонатов Ca^{++} и Mg^{++} или других солей этих катионов ($CaSO_4$, $CaCl_2$, $MgSO_4$, $MgCl_2$), которые придают воде жесткость. По величине жесткости воду делят на мягкую (1,5—3,0 ммоль/кг), умеренно жесткую (3,0—5,5 ммоль/кг), жесткую (5,5—9) и очень жесткую (более 9,0—10,0 ммоль/кг).

Жесткость воды ухудшает свойства глинистых растворов и затрудняет их регулирование.

В воде могут присутствовать и другие соли, общее содержание которых может колебаться в различных пределах. По содержанию NaCl воды подразделяют на пресные (до 0,1 %), минерализованные (0,1—5 %) и рассолы (более 5 %).

В зависимости от качества воды выбирают вид глины и химреагентов. Пресная вода обеспечивает лучшие качества глинистых растворов и наибольший его выход. При большом содержании солей (более 5 %) бентонит ухудшает свою способность к образованию коллоидной системы воды. В этом случае лучше использовать палыгорскитовые глины.

Химические реагенты

Для приготовления промывочных жидкостей применяют разные по составу глины и вода, в связи с этим свойства растворов могут быть весьма разнообразными. Кроме того, в процессе бурения под действием солей, присутствующих в подземных водах, и частиц выбуренной породы параметры промывочных жидкостей сильно меняются. Для придания раствору определенных технологических свойств, отвечающих требованиям конкретных геологических условий, производят обработку промывочных жидкостей различными химическими реагентами.

Химические реагенты могут вызвать пептизацию глинистых частиц, что в свою очередь приводит к увеличении коллоидных частиц в составе глинистого раствора. Это усиливает структурообразование, повышает их стабильность, устойчивость к действию растворимых солей.

Регулирование свойств глинистых растворов основано на двух основных принципах:

— изменении физико-химического состояния дисперсной системы, свойств поверхности раздела твердой и жидкой фаз;

— изменении состава и концентрации твердой фазы.

Изменения состояния дисперсной системы достигают вводом в глинистый раствор соответствующих химических реагентов, а регулиро-

вание состава и концентрации дисперсной фазы — разбавлением водой, механическим удалением части твердой фазы, вводом специальных добавок без изменения физико-химического состояния дисперсной системы.

Для регулирования свойств глинистых растворов применяют химические реагенты двух групп по химической природе: неорганические реагенты — электролиты, органические — защитные коллоиды.

Краткая характеристика и действие наиболее часто применяемых реагентов — электролитов — приведена ниже.

Кальцинированная сода (карбонат натрия — Na_2CO_3) — белый порошок, хорошо растворимый в воде, плотностью 2,53 г/см^3. Перед вводом в промывочную жидкость ее предварительно растворяют в воде; возможен ввод и в сухом виде.

Назначение:

✓ связывание двухвалентных катионов, поступающих в раствор при перебуривании гипса, ангидрита, цемента или с пластовой минерализованной водой;

✓ ухудшение свойств глинистых растворов, приготовленных из местных глин невысокого качества;

✓ повышение качества глинопорошков из небентонитовых глин, увеличение выхода глинистого раствора;

✓ повышение щелочности глинистого раствора.

При вводе кальцинированной соды в раствор из кальциевой глины анионы CO_3^{2-} взаимодействуют с катионами Ca^{2+}, образуя диффузный слой на поверхности глинистой частицы. При этом образуется нерастворимый карбонат кальция:

$$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow CaCO_3 \qquad (6.14)$$

На поверхности глинистых частиц тоже адсорбируются катионы Na^{++}, т. е. идет катионный обмен, которому способствуют анионы CO_3^{2-}, а глина из кальциевой превращается в натриевую:

$$\text{Ca-глина} + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + \text{Na-глина} \qquad (6.15)$$

Это способствует увеличению толщины диффузного слоя катионов, улучшению гидратации глины и агрегативной устойчивости глинистой суспензии. При обработке глинистой суспензии, загрязненной сульфатом кальция (гипс, ангидрит), анионы CO_3^{2-} связывают агрессивные катионы кальция:

$$CaSO_4 + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + Na_2SO_4 \qquad (6.16)$$

Продукты реакции не влияют на свойства глинистой суспензии. При разбуривании цемента гидроксид кальция вызывает коагуляцию раствора, которую можно избежать путем обработки кальцинированной содой:

$$Ca(OH)_2 + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + NaOH \qquad (6.17)$$

То же самое происходит при попадании в раствор хлоридов кальция из минерализованных вод и растворимых пород:

$$CaCl_2 + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + NaCl \qquad (6.18)$$

Каустическая сода (гидроксид натрия — NaOH) — твердое вещество белого цвета, легко растворимое в воде с выделением тепла. Применяют для обработки почти всех видов промывочных жидкостей на водной основе. Плотность ее составляет 2,13 г/см^3. Твердый гидроксид поглощает из воздуха пары воды и CO_2. Поставляют каустическую соду в твердом виде в металлических барабанах массой 200 кг или в виде 40—50 %-го раствора.

Назначение:

✓ нейтрализация сероводорода, поступающего из перебуриваемых пород;

✓ растворение органических реагентов;

✓ связывание двухвалентных катионов;

✓ повышение щелочности растворов.

При разбуривании хемогенных отложений или попадании в раствор пластовой воды происходит реакция хлоридов с каустической содой, например:

$$CaCl_2 + NaOH \rightarrow Ca(OH_2) + NaCl \qquad (6.19)$$

При поступлении в раствор сероводорода идет реакция:

$$H_2S + NaOH \rightarrow NaHS + H_2O \qquad (6.20)$$

В первом случае образуется слаборастворимый гидроксид кальция, во втором — безвредный сульфид натрия.

Гидроксид кальция (гашеная известь — $Ca(OH_2)$) — порошок белого цвета, плотностью 2,24 г/см^3, слабо растворим в воде. Широко применяют для регулирования свойств глинистых растворов.

Назначение:

✓ загущение глинистых растворов при их гидрофильной коагуляции и повышении структурных свойств;

✓ увеличение содержания катионов кальция в фильтрате;

✓ повышение щелочности глинистых растворов.

Гашеную известь вводят в глинистый раствор в виде известкового молочка — насыщенного раствора $Ca(OH_2)$, содержащего во взвешенном состоянии нерастворимый гидроксид кальция.

Действие органических реагентов — защитных коллоидов — связано с тем, что при их вводе в глинистый раствор молекулы этих реагентов адсорбируются на поверхности глинистых частиц и предотвращают взаимное слипание. Это приводит к повышению агрегативной устойчивости глинистой суспензии, подавлению способности глинистого раствора к структурообразованию.

Органические реагенты имеют относительно небольшую молекулярную массу, разжижают глинистые суспензии за счет значительного снижения интенсивности структурообразования.

Старейшими органическими реагентами являются химические реагенты на основе гуминовых кислот — гуматы. Гуматные реагенты — натриевые или калиевые соли гуминовых кислот, содержащихся в буром угле и торфе. Экстрагируя эти кислоты в виде солей гуминовых кислот с помощью едкого натра, получают водорастворимые соединения, дающие коллоидный раствор в воде. Приготовление углещелочного (УЩР) и торфощелочного (ТЩР) реагентов сводится к воздействию щелочи NaOH на бурый уголь или торф в составе водной среды, нагреваемой периодически до кипения в течение 24 ч, что необходимо для щелочной вытяжки гуминовых кислот. Наиболее эффективными реагентами являются такие, которые получены при соотношении 10—15 % бурого угля или торфа и 1—3 % щелочи. Гуматные реагенты предназначены для снижения показателя фильтрации и вязкости пресных или слабоминерализованных (до 2,5 % NaCl) растворов.

При производстве буровых работ УЩР применяют в виде водного раствора, а также пасто- и порошкообразном виде. Наиболее широкое применение получил порошкообразный УЩР, получаемый смешиванием сухого бурого угля с концентрированной 20—45 %-й щелочью. После просушивания реагент в виде порошка расфасовывают в мешки. Активность УЩР оценивается по способности снижать показатель фильтрации. У реагента высокой активности показатель фильтрации не должен превышать 2—3 $см^3$ за 30 мин.

Нитрогуматный реагент (НГР) получают при обработке бурого угля азотной кислотой (HNO_3) с последующей нейтрализацией кислоты с помощью щелочи NaOH, расход которой составляет до 40 % от массы продукта. В пресных и слабоминерализованных растворах НГР снижает вязкость и показатель фильтрации (до 1—2 %). Для растворов с высокой минерализацией (NaCl более 5 %) такой реагент более эффективно снижает те же параметры до 5—10 %.

Сульфированный нитрогуматный реагент (СНГР) получают при обработке бурого угля 8 %-й азотной кислотой с последующим сульфированием бисульфитом натрия (Na_2SO_3) в присутствии едкого натра в течение 3 ч. Применяют для регулирования свойств пресных и слабоминерализованных растворов (NaCl до 5 %), в которых более эффективно, чем УЩР или ТЩР, СНГР снижает вязкость, статическое напряжение сдвига и показатель фильтрации (до 5—8 %).

Лигносульфонаты являются высокомолекулярными органическими реагентами, способствующими повышению агрегативной устойчивости глинистых суспензий за счет образования на глинистых частицах защитных оболочек из молекул реагентов. Лигносульфонаты применяют для разжижения глинистых растворов. Кроме того, эти реагенты понижают водоотдачу за счет дополнительного диспергирования глины и повышения концентрации коллоидной фракции твердой фазы в глинистом растворе. Адсорбируясь на глинистых частицах, молекулы реагентов обеспечивают снижение водоотдачи, образуя при фильтрации менее проницаемую глинистую корочку при затруднении отделения фильтрата.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) — побочный продукт производства целлюлозы из древесины, представляющий собой смесь органических веществ, в которой преобладают соли лигносульфоновых кислот: лигносульфонаты кальция, натрия, алюминия. ССБ хорошо растворима в воде, образует коллоидный раствор. Поставляют в виде 40—50 %-го водного раствора, реже в виде твердой вароподобной аморфной массы или порошкообразного продукта.

Основное назначение ССБ — разжижение кальциевых глинистых растворов, в отличие от натриевых глинистых суспензий, где катионы кальция вызывают коагуляцию таких растворов. Одновременно ССБ способствует снижению водоотдачи. Используют ее вместе с каустической содой (5 весовых частей NaOH на 30 частей ССБ) для разжижения глинистых суспензий в щелочной среде.

Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) представляет собой модификацию ССБ при нагревании ее в присутствии формалина и серной кислоты.

Разновидности КССБ:

— КССБ-1 — предназначен для понижения водоотдачи пресных глинистых растворов при температурах до 120 °С, эффективно снижает вязкость растворов из приготовленных из кальциевых глин;

— КССБ-2 — понижает водоотдачу глинистых растворов при минерализации до 100 г/л NaCl и температуре до 150 °С;

— КССБ-4 — для понижения водоотдачи пресных и минерализованных глинистых растворов. В пресных растворах реагент эффективен при температурах до 185—200 °С.

Окисленная сульфит-спиртовая барда (ОССБ) — это хромлигносульфонат, который приготовляют путем смешивания ССБ с хромпиком ($Na_2Cr_2O_7x2H_2O$) и выдерживания в течение 14—18 ч. ОССБ способна разжижать глинистые растворы при содержании более 200 мг/л катионов кальция и высоких температурах.

Природный водорастворимый полисахарид — крахмал — является смесью полисахаридов с общей формулой $(C_6H_{10}O_5)n$.

Промышленность выпускает для нужд бурения модифицированный крахмал МК-1, который получают путем нагрева крахмальной суспензии до 160 °С в присутствии алюмокалиевых квасцов — $KAl(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$. Реагент МК-1 — белый порошок, постепенное растворение его происходит при циркуляции глинистого раствора. Основное назначение МК-1 — понижение водоотдачи сильноминерализованных глинистых растворов, особенно в присутствии соединений кальция и магния.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) — является водорастворимым эфиром целлюлозы, представляющей собой нерастворимый в воде полисахарид $[C_6H_7O_2(OH)_3]n$. КМЦ получают из целлюлозы при обработке ее NaOH и монохлоруксусным натрием. Общая формула ее

$$[C_6H_7O_2(OH)_{3-x} - (OCH_2COONa)_x]_n$$

Разновидности КМЦ отличаются степенью замещения (СЗ), степенью полимеризации (СП), а также по виду замещений в формуле

эфира целлюлозы — $[C_6H_7O_2(OH)_{3-x}-(OCH_2COOH)_x]_n$ — водородной формы КМЦ.

Натриевая (Na-КМЦ), калиевая (K-КМЦ) и аммонийная (NH_4-КМЦ) соли КМЦ хорошо растворимы в воде (при СЗ > 40). Наибольшее распространение получила Na-КМЦ, или КМЦ.

Оптимальной степенью замещения является 80—90, при этом рост степени полимеризации до 800 способствует возрастанию стабилизирующей способности, а также термо- и солестойкости КМЦ.

Для бурения выпускают три марки технической КМЦ: КМЦ-500 применяют в концентрации до 2,5 % для снижения водоотдачи при насыщении раствора по NaCl и температуре до 145 °С; КМЦ-600 в концентрации до 2 % — для снижения водоотдачи сильноминерализованных растворов и температуре до 160 °С; КМЦ-700 в концентрации до 1,8 % — для снижения водоотдачи сильноминерализованных и малоглинистых растворов при температуре до 180 °С.

Минерализованные растворы при добавлении КМЦ разжижаются за счет образования реагентом на глинистых частицах защитных оболочек и подавления структурообразования. Способность КМЦ понижать водоотдачу глинистых суспензий зависит от щелочности среды. Наиболее эффективно этот реагент понижает водоотдачу при pH = 8,5—10.

6.4. Промывочные жидкости и области их рационального применения

При **выборе промывочной жидкости** первоначально необходимо выделить в проектном литологическом разрезе по скважине интервалы, в пределах которых требования к промывочным жидкостям являются существенно различными. При этом необходимо учитывать:

- ✓ литологический состав горных пород;
- ✓ значения пластового давления и давления поглощения;
- ✓ температуру в скважине;
- ✓ возможные осложнения;
- ✓ необходимость защиты водоносных горизонтов в верхней части разреза от загрязнения;
- ✓ исключения кольматации продуктивных пластов компонентами промывочной жидкости.

При выделении интервалов в разрезе скважины необходимо учитывать следующие признаки:

- ✓ растворимость горных пород в воде и способность их к коагуляции глинистых растворов;
- ✓ способность сохранять устойчивость стенок скважины при контакте с водной фазой промывочной жидкости;
- ✓ способность образовывать с водой устойчивые дисперсные системы.

Наиболее часто встречающиеся группы осадочных горных пород:

1-я — обломочные породы: пески, гравий, галечник и др.;

2-я — обломочные многолетнемерзлые породы, сцементированные льдом;

3-я — песчано-глинистые породы;

4-я — глины;

5-я — аргиллиты, мергели;

6-я — известняк, доломиты, песчаники;

7-я — меловые отложения;

8-я — ангидриты, гипсы;

9-я — каменная соль (галит);

10-я — каменная соль с чередованием калийно-магниевых солей (сильвин, карналлит, бишофит и др.);

11-я — каменная соль с пропластами глинистых пород.

Основные требования к промывочным жидкостям:

— При перебуривании пород 1-й группы основным требованием является закрепление стенок скважины, для чего промывочная жидкость должна иметь хорошие коркообразующие свойства, которые обусловливают образование на стенках скважины прочной фильтрационной корки. При этом промывочная жидкость должна иметь достаточные тиксотропные свойства, необходимые для исключения осыпания таких горных пород.

— При бурении пород 2-й группы основное требование к используемой жидкости сводится к исключению таяния льда.

— При бурении пород 3-й группы промывочная жидкость должна обеспечивать устойчивость стенок скважины, предотвращать в проницаемых песчаных породах затяжки и прихваты бурильной колонны, обусловленные возникновением дифференциального давления в интервалах залегания этих пород, должна иметь хорошие коркообразующие свойства для предотвращения образования рыхлой толстой корки, а также исключать разупрочнение глинистых пород, исключать загущение бурового раствора за счет диспергирования выбуриваемой породы, что возможно при наличии у него ингибирующей способности.

— При бурении пород 4-й группы необходимо соблюдать все требования, относящиеся к породам 3-й группы, а также то, что раствор должен иметь минимальную величину водоотдачи.

— При бурении пород 5-й группы промывочная жидкость должна обеспечивать устойчивость стенок скважины в аргиллитах и мергелях, что достигается за счет снижения показателя фильтрации, приводящего к исключению разупрочняющегося действия фильтрата на породу.

— Для бурения в породах 6-й группы требования к промывочной жидкости минимальные, и она должна обеспечивать высокие показатели работы долот.

— Для перебуривания горных пород 7-й группы промывочная жидкость должна обладать устойчивостью к агрессивному действию катионов кальция, поскольку меловые отложения являются слаборастворимыми в водной фазе циркулирующей жидкости.

— При перебуривании пород 8-й группы жидкость должна исключать возникновение затяжек и прихватов бурильной колонны, возможных при действии дифференциального давления и, как следствие, сужение ствола скважины. Это вызывает необходимость уменьшения показателя фильтрации промывочной жидкости.

— При бурении пород 9-й группы промывочная жидкость не должна растворять галитовые отложения и должна быть устойчивой к агрессивному действию хлорида натрия и возможного утяжеления промывочной жидкости.

— При перебуривании пород 10-й группы (хлориды магния, натрия, калия) промывочная жидкость не должна их растворять и должна быть устойчивой к агрессивному воздействию таких солей. Возможно утяжеление ее с целью исключения пластического течения таких отложений.

— При бурении пород 11-й группы промывочная жидкость не должна растворять хлориды натрия, обладать устойчивостью к их агрессивному воздействию и не допускать гидратацию и разупрочнение глинистых прослоев, должна быть восприимчивой к утяжелению при необходимости для исключения течения пород этой группы.

При бурении скважин применяют **десятки видов промывочных жидкостей**, состав которых определяется геолого-техническими условиями бурения скважин, технологическими требованиями к охране окружающей среды.

Промывочные жидкости должны выполнять ряд первостепенных технологических функций, успешность выполнения которых определяют как скорость бурения, так и выполнение геологического задания или ввод скважин в эксплуатацию при максимальной продуктивности вмещающих коллекторов.

Глинистые растворы применяют при бурении устойчивых осадочных и малосвязных пород, а также при проходке тектонических зон раздробленных, сильнотрещиноватых пород. В основном используют при твердосплавленном бурении и бурении скважин сплошным забоем. При бурении относительно устойчивых пород глинистые растворы применяют без обработки химическими реагентами. Их плотность равна 1,08—1,20 г/см^3, условная вязкость — 22—25 с, водоотдача не более 25 см^3 за 30 мин.

В неустойчивых породах глинистые растворы подвергают обработке реагентами-стабилизаторами с целью снижения фильтрационных свойств или в комбинации с реагентами-понизителями вязкости.

Глинистые растворы являются самым широко используемым видом промывочных жидкостей на водной основе, которые можно использовать при бурении любых горных пород. Для жидкостей разработано большое количество их разновидностей, которые целесообразно рассматривать в зависимости от вида и концентрации электролитов, растворенных в дисперсной среде и влияющих на выбор химических реагентов при регулировании их свойств.

В табл. 6.2 приведены сведения о разновидностях глинистых растворов, выделенных в зависимости от вида электролита и его количества в дисперсной среде. В каждом из отмеченных в табл. 6.2 видов глинистых растворов может быть выделено несколько их разновидностей по наиболее часто применяемому признаку — виду основного органического реагента — защитного коллоида, присутствие которого в составе раствора обусловливает агрегативную устойчивость и придает необходимые технологические свойства.

Таблица 6.2. **Разновидности глинистых растворов**

№	Вид глинистого раствора	Вид электролитов, растворенных в дисперсной среде	Концентрация электролитов в фильтрате
5.1	Пресные	NaCl и др.	<10 кг/м^3
5.2	Слабоминерализованные	NaCl и др.	10—35 кг/м^3
5.3	Минерализованные	NaCl	35—100 кг/м^3
5.4	Высокоминерализованные и соленасыщенные	NaCl	100—360 кг/м^3
5.5	С полисолевой минерализацией	NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$	>100 кг/м^3 До насыщения по $MgCl_2$
5.6	Известковые	$Ca(OH)_2$	До 0,8 кг/м^3 ионов Ca^{2+}
5.7	Гипсовые (гипсоизвестковые)	$CaSO_4$, $Ca(OH)_2$	До 3,0 кг/м^3 ионов Ca^{2+}
5.8	Хлоркальциевые	$CaCl_2$, $Ca(OH)_2$	До 5,0 кг/м^3 ионов Ca^{2+}
5.9	Хлоркалиевые	KCl	До 70 кг/м^3
5.10	Известково-калиевые	$Ca(OH)_2$, KOH	0,2—0,6 кг/м^3 ионов Ca^{2+} и до 3,0 кг/м^3 ионов K^+
5.11	Гипсокалиевые	$CaSO_4$, KCl	1,0—1,2 кг/м^3 ионов Ca^{2+} 30—70 кг/м^3 KCl
5.12	Алюмокалиевые	$KAl(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$	До 5 кг/м^3
5.13	Малосиликатные	$Na_2O \cdot nSiO_2$	До 5 %

Глинистые растворы всех разновидностей по интенсивности их взаимодействия с глинистыми породами подразделяют:

— на глинистые растворы, обладающие способностью замедлять гидратацию и диспергирование глины в стенках скважины и буровом шламе, устранять разупрочнение стенок в таких породах — это ингибирующие глинистые растворы;

— неингибирующие.

К *ингибирующим* глинистым растворам относятся минерализованные, высокоминерализованные и соленасыщенные, с полисолевой минерализацией, известковые, гипсовые, хлоркальциевые и малосиликатные растворы. Водная фаза таких растворов содержит достаточное количество электролита для возникновения катионного обмена на поверхности глиносодержащих стенок скважины и выбуренной породы,

что приводит к модифицированию поверхности и уменьшению ее гидрофильности.

Ингибирующие растворы применяются при бурении пород глинистого комплекса очень неустойчивых и склонных к взаимодействию с фильтратом бурового раствора. Это толщи вязких глин, сильно трещиноватые глинистые сланцы, алевролиты, аргиллиты. Процесс ингибирования связан с насыщением промывочных жидкостей ионами кальция, которые снижают гидрофильность твердой фазы и способность ее к пептизации, что замедляет процесс коагуляции раствора. Это позволяет повышать глиноемкость растворов за счет поступления частиц разбуренных глин при удовлетворительном качестве их реологических свойств. В качестве реагентов, поставляющих ионы Ca^{2+}, применяют хлористый кальций, известь, гипс. В качестве ингибитора можно использовать и жидкое стекло.

К *неингибирующим* растворам относят пресные и слабоминерализованные глинистые растворы, которые применяют в тех горных породах, при перебуривании которых нет проблем с устойчивостью стенок скважины за счет их гидратационного разупрочнения и переходом выбуриваемых пород в диспергированное состояние.

Ниже приведены описания рецептур, условия применения и способов приготовления наиболее часто используемых разновидностей глинистых растворов.

Пресные глинистые растворы применяют для перебуривания горных пород, не содержащих соленосных отложений. Для бурения скважин используют необработанные и обработанные химическими реагентами пресные глинистые растворы. Необработанные растворы имеют плотность $\rho = 1{,}10—1{,}24$ г/см^3, условную вязкость $T = 25—30$ с. Другие параметры не регламентируются. Применяют такие растворы при бурении верхних отложений, не подверженных обрушениям, в основном глиносодержащих отложений.

Для приготовления такого раствора требуется от 80 до 250 кг глинопорошка на 1 м^3 раствора, в зависимости от его качества и необходимых параметров. Для лучшей пептизации глинистых растворов в процессе приготовления в раствор вводят до 0,5 % кальцинированной соды (Na_2CO_3), для улучшения смазочных свойств добавляют до 10 % нефти, до 1 % графита или до 3 % СМАД-1.

Пресные глинистые растворы, обработанные химическими реагентами, имеют следующие параметры: $\rho = 1{,}10—1{,}30$ г/см^3; $T = 25—50$ с; показатель фильтрации $\Phi_{30} = 8—10$ см^3 за 30 мин; статическое напряжение сдвига — одноминутное $\theta_1 = 1{,}5—2{,}5$ Па; десятиминутное — $\theta_{10} = 3{,}0—5$ Па; щелочность — pH = 7,5—9,0.

Такие растворы рекомендованы для бурения горных пород надсолевого и подсолевого комплексов, сложенных относительно устойчивыми породами. Показатель фильтрации регулируют добавкой УЩР (до 5 %), иногда КМЦ (до 1,0—1,5 %), КССБ (до 1,0—1,5 %). Для приготовления раствора из кальциевых глин после введения УЩР добавляют 2—3 % Na_2CO_3 в виде 15 %-го водного раствора.

Слабоминерализованные глинистые растворы, не обработанные химическими реагентами, применяют чаще всего в верхних относительно устойчивых комплексах, содержащих солевые отложения. Их получают при использовании пресных растворов в процессе перебуривания таких пород.

Слабоминерализованные глинистые растворы, обработанные реагентами, используют для бурения подсолевого комплекса горных пород. Параметры таких растворов следующие: $\rho = 1{,}10—1{,}24$ г/см^3, $T = 25—30$ с; $\Phi_{30} = 8—10$ см^3 за 30 мин; $\theta_1 = 1{,}5—2{,}5$ Па; $\theta_{10} = 4{,}0—5{,}0$ Па; pH = 7,5—8,5.

Глинистые растворы, приготовленные из кальциевых глин, менее чувствительны к влиянию солей, чем из натриевых, и имеют более стабильные значения условной вязкости и статического напряжения сдвига. Для улучшения фильтрационных свойств в состав раствора вводят КМЦ до 1—2 %. Более эффективное действие КМЦ проявляется в случае присутствия в составе раствора КССБ (до 2 %).

Высокоминерализованные и соленасыщенные растворы, не обработанные химическими реагентами, используют для бурения глиносодержащих отложений.

К неингибирующим глинистым растворам относят следующие:

Гуматные растворы — глинистые растворы, стабилизированные углещелочным реагентом (УЩР). Применяют их при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не более 3 %, термоемкость их в этих условиях не превышает 120—140 °С. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при 200 °С, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидности глины и жесткости воды на приготовление 1 м^3 гуматного раствора требуется, в кг: глины — 50—200, сухого УЩР — 30—50, Na_2CO_3 — 3—5, воды — 900—950; утяжелитель добавляют до корректировки необходимой плотности раствора. Раствор имеет $\rho = 1{,}03—2{,}2$ г/см^3, $T = 20—60$ с, $\theta_1 = 18—60$ дПа, $\theta_{10} = 36—120$ дПа, $\Phi_{30} = 4—10$ см^3 за 30 мин, pH = 9—10.

На повторные обработки в процессе бурения требуется 3—5 кг УЩР на 1 м^3 раствора. Для предотвращения загустевания при забойных температурах свыше 100 °С раствор обрабатывают УЩР в сочетании с хроматами (0,5—1 кг $Na_2Cr_2O_7$ на 1 м^3 раствора).

Лигносуфонатные растворы — буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР). Используют их при бурении в глинистых отложениях, гипсах, ангидритах и карбонатных породах. Главное назначение лигносульфатных реагентов — понижение вязкости, основанное на стабилизации свойств суспензии. Кроме того, проявляется разжижающее действие ССБ в условиях полисолевой агрессии. Раствор термостоек до 130 °С. При бурении в глинистых разрезах наиболее эффективно разжижается раствор при комбинированных обработках ССБ и УЩР.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м^3 лигносульфатного раствора требуется, в кг: глины — 80—200, ССБ — 30—40, УЩР — 10—20, NaOH — 5—10, пеногасителя — 5—10, воды — 940—900; утяжелитель добавляет до получения раствора необходимой плотности. При этом получают растворы со следующими параметрами: $\rho = 1{,}06—2{,}2$ г/см^3, $T = 18—40$ с, $\theta_1 = 6—45$ дПа, $\theta_{10} = 12—90$ дПа, $\Phi_{30} = 5—10$ см^3 за 30 мин, pH = 8—10.

Хромлигносульфонатные растворы — это буровые глинистые растворы, стабилизированные хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфатными) реагентами (окзил, ФХЛС, КССБ-4) или в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метас, гипан). Такие растворы предназначены для разбуривания глинистых пород при высоких забойных температурах. Раствор отличается более высокими по сравнению с гуматными растворами устойчивостью к загущающему действию глин и термостойкостью (до 180 °С).

Наибольший разжижающий эффект достигается при pH бурового раствора 9—10. На приготовление 1 м^3 раствора необходимо, в кг: глины — 80—200, окзила (ФХЛС) — 10—20, КССБ-4 — 40—30, NaOH — 2—5, $Na_2Cr_2O_7(K_2Cr_2O_7)$ — 0,5—1, пеногасителя — 3—5, воды — 940—900, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности. Параметры раствора: $\rho = 1{,}03—2{,}2$ г/см^3, $T = 25—60$ с, $\theta_1 = 18—60$ дПа, $\theta_{10} = 24—90$ дПа, $\Phi_{30} = 3—6$ см^3 за 30 мин, pH = 8—9.

В качестве основы для хромлигносульфонатного раствора может быть использована глинистая суспензия, приготовленная из предварительно гидратированной и диспергированной глины, или ранее применявшийся раствор.

Любой пресный раствор можно перевести в хромлигносульфонатный. Показатель фильтрации регулируют добавками полимерного реагента (0,5—1,0 кг реагента на 1 м^3 бурового раствора), галита (NaCl), где возможно кавернообразование. В состав раствора входит вода и глина.

Для улучшения смазывающих свойств добавляют нефть, графит, а при необходимости создания высокой плотности — увлажнитель. Такой раствор используют для разбуривания солей без пропластков терригенных отложений и при температуре до 160 °С.

Раствор готовят на основе гидратированного в пресной воде глинопорошка (бентонит, палыгорскит), добавляют кальцинированную и каустическую соду. После приготовления глинистую суспензию обрабатывают нефтью в сочетании с графитом, добавляют соль до насыщения и при необходимости — утяжелитель. Для приготовления 1 м^3 раствора требуется, в кг: глины — 100—200, NaCl — 265—255, нефти — 80—100, графита — 5—10, NaOH — 10—20, Na_2CO_3 — 10—40, воды — 700—710, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности. Параметры раствора: $\rho = 1{,}2—2{,}0$ г/см^3, $T = 20—40$ с, $\theta_1 = 12—36$ дПа, $\theta_{10} = 24—72$ дПа, показатель фильтрации не регламентируется, pH = 7—8.

Обработанный соленасыщенный раствор, кроме воды, соли и нефтепродуктов, содержит солестойкий полимерный реагент (крахмал, КМЦ

или акриловый полимер). Такой раствор предназначен для бурения в солях с пропластками глинистых отложений. Термостойкость соленасыщенного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может составлять 100—140—220 °С.

Раствор готовят на основе гидратированного в пресной воде глинопорошка (бентонитовый, палыгорскитовый, гидрослюдистый). В приготовленную глинистую суспензию добавляют 10—20 кг кальцинированной соды, затем вводят реагент-стабилизатор, лигносульфатный реагент, нефть и в последнюю очередь добавляют соль до насыщения.

На приготовление 1 м^3 глинистого раствора необходимо, в кг: глины — 100—200, Na_2CO_3 — 10—20, полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилат) — 20—30, лигносульфоната (ССБ, ФХЛС, КССБ) — 10—20—10, NaOH — 10—20—10, NaCl — 260—240—250, нефти — 80—100, воды — 680—730, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Параметры раствора: $\rho = 1{,}2—2{,}0$ г/см^3, $T = 25—60$ с, $\theta_1 = 24—90$ дПа, $\theta_{10} = 36—135$ дПа, $\Phi_{30} = 3—5$ см^3 за 30 мин, pH = 7,5—8,5.

Растворы с полисолевой минерализацией. При получении таких растворов необходимо учитывать то обстоятельство, что добавки солей должны соответствовать солевому составу перебуриваемых пород и максимальной растворимости вводимых солей при конкретной температуре горных пород в скважине, что позволяет исключить растворение соленосных пород в водной базе бурового раствора и уменьшить вероятность осложнений и аварий.

Полисолевая минерализация этих растворов создается введением в их состав солей NaCl (галита), KCl (сильвина) и $MgCl_2$ (бишофита). При этом существенное влияние на растворимость этих солей влияет температура. Так, при повышении температуры в скважине от 10 до 100 °С растворимость NaCl увеличивается на 1,9 %, KCl — на 12,2 %, $MgCl_2$ — на 7,3 %. Поэтому, как правило, эти соли выпадают в элементах циркуляционной системы при выходе раствора из скважины.

Такие растворы применяют для перебуривания хемогенных толщ, сложенных галитом, сильвином, бишофитом с переслаиванием терригенного материала в виде глин, известняков, доломитов.

Понизителями показателя фильтрации в данных растворах являются — модифицированный крахмал (3—4 %), КМЦ (1,5—20 %), гипан, метас (до 1,5 %) — при температуре до 130 °С; если температура составит 150 °С, то предусматривается обработка КМЦ-500, КМЦ-60 (до 2 %), гипаном, метасом (до 2 %); при температуре до 200 °С — используют гипан, метас, карбофен, карбонит.

При перебуривании хемогенных толщ с переслаиванием терригенного материала исключение аварий и осложнений может быть достигнуто при добавлении к глинистому раствору комплексной соли МИН-1 (10—15 %).

Комплексная соль — минерализатор МИН-1 — состоит из солей: K^+ — 35,5 %, Na^+ — 8,16 %, Mg^{++} — 1,7 %, Ca^{++} — 0,51 %, Cl^- — 48,82 %, OH^- — 2,6 %, а также из нерастворяющихся окислов железа и других

металлов 2,93 % [11]. Солевой состав этого минерализатора: KCl — 67,3 %, NaCl — 20,7 %, $MgCl_2$ — 6,66 %, $CaCl_2$ — 1,41 %. Основной особенностью МИН-1 является то, что он хорошо растворяется как в пресной, так в соленой воде любой минерализации по NaCl. Полное насыщение пресной воды минерализатором достигается при его содержании 35 %. В глинистые буровые растворы минерализатор вводят в виде 35 %-го водного раствора. Увеличение его содержания в водном растворе приводит к повышению плотности этого раствора, что можно использовать при регулировании плотности буровых растворов. Влияние содержания МИН-1 на плотность раствора показано ниже.

Содержание МИН-1, %	Плотность раствора, г/см³
1	1,005
5	1,025
10	1,050
15	1,075
20	1,100
25	1,125
30	1,150
35	1,175

Известковые растворы — это многокомпонентные системы, включающие, кроме глины и воды, четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения. Эти растворы применяют при разбуривании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате их применения уменьшается пептизация выбуренной глины, снижаются набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, что способствует предотвращению прихватов бурового инструмента.

Основные недостатки известковых растворов — невысокая термостойкость (100—120 °С) и ограниченная солестойкость — до 5 % по NaCl.

На приготовление 1 м² известкового раствора требуется, в кг: глины — 80—120, УЩР — 5—10, лигносульфоната — 50—30, каустика — 5—3, воды — 913—915,5, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности. Снижение показателя фильтрации достигают добавлением гипана или 20—30 кг/м³ КССБ-4.

Параметры раствора: $\rho = 1{,}08—2{,}2$ г/см³, $T = 18—30$ с, $\Phi_{30} = 4—8$ см³ за 30 мин, $\theta_1 = 6—24$ дПа, $\theta_{10} = 9—36$ дПа, pH = 11—12,5. Содержание извести должно составлять 3—5 г/л, ионов кальция в фильтрате раствора — 100—300 мг/л.

Для приготовления известкового глинистого раствора глинопорошок необходимо предварительно прогидратировать в пресной воде с добавкой УЩР, воды, щелочного раствора лигносульфоната (ССБ, окзил или др.) и извести в виде пушонки или известкового молока (табл. 6.3).

Таблица 6.3. **Плотность известкового молока и содержание в нем CaO и $Ca(OH)_2$**

Плотность, г/см³	Содержание CaO, г	Массовая доля $Ca(OH)_2$, %	Плотность, г/см³	Содержание CaO, г	Массовая доля $Ca(OH)_2$, %
1,09	10	1,31	1,119	160	18,90
1,017	20	2,59	1,126	170	19,95
1,025	30	3,87	1,133	180	21,00
1,032	40	5,13	1,140	190	22,03
1,039	50	6,36	1,148	200	23,03
1,046	60	7,58	1,155	210	24,04
1,054	70	8,79	1,162	220	25,03
1,061	80	9,96	1,169	230	26,01
1,068	90	11,14	1,174	240	26,96
1,075	100	12,29	1,184	250	27,91
1,083	110	13,43	1,191	260	28,86
1,090	120	14,55	1,198	270	29,80
1,097	130	15,67	1,205	280	30,71
1,104	140	16,76	1,213	290	31,61
1,111	150	17,84	1,220	300	32,51

Известкование осуществляют в следующем порядке: при наличии в растворе высококоллоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2—5 %) и при необходимости — воду. После получения вязкости 25—30 с раствор обрабатывают известью (0,5—1 %) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2—3 %). Если после известкования показатель фильтрации повышается, то вводят 0,1—0,3 % КМЦ, 1—3 % КССБ или другие добавки.

Существует несколько способов получения известковых растворов:

1. Последовательный ввод в глинистый раствор щелочного раствора лингосульфоната (2—3 цикла), а затем известкового молока плотностью $\rho = 1{,}10—1{,}12$ г/см³.

2. Одновременный, но раздельный ввод реагентов — лигносульфоната, каустика и известкового молока. На первичную обработку расходуют 1—2 % каустической соды (плотностью 1,42 г/см³) и 1—2 % ССБ (50 %-й концентрации), 0,3—1 % каустической соды ($\rho = 1{,}42$ г/см³) и 1—2 % известкового молока ($\rho = 1{,}10—1{,}12$ г/см³), за 1-й цикл вводят каустическую соду и 1/3 ССБ, за последующие 2—3 цикла добавляют известь и остальное количество ССБ.

3. Обработка раствора реагентом БКИ. В 1 м³ такого реагента содержится 625 л ССБ плотностью 1,26 г/см³, 225 л каустической соды плотностью 1,42 г/см³; соотношение между компонентами может меняться в зависимости от состава разбуриваемых пород.

Разновидностью известковых растворов являются таковые с низким pH — это кальциевые буровые растворы, содержащие в качестве ингибитора — носителя ионов кальция — гидроокись кальция, у которых более высокий уровень растворимости обеспечивается при пони-

женных значениях pH раствора (9,0—9,5). Они предназначены для разбуривания глинистых отложений при температуре до 160 °С; в процессе бурения контролируют содержание кальция в фильтрате, содержание извести в растворе и pH. Для приготовления раствора требуется, в кг: глины — 80—200, лигносульфонатного реагента — 20—30, пеногасителя — 3, полимерного реагента — 5—10, воды — 915—867, известкового молока ($\rho = 1{,}10 \div 1{,}12$ г/см^3) — 3—6, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Параметры раствора: $\rho = 1{,}04$—$2{,}2$ г/см^3, $T = 25$—40 с, $\Phi_{30} = 4$—8 см^3 за 30 мин, $\theta_1 = 12$—60 дПа, $\theta_{10} = 30$—90 дПа, pH = 8,5—9,5. Содержание извести должно поддерживаться на уровне 0,5—1,0 г/л, а содержание ионов кальция в фильтрате — 500—600 мг/л.

Гипсовые глинистые растворы используют для перебуривания неустойчивых глиносодержащих отложений. Растворимость гипса невысокая и уменьшается при увеличении температуры. Гипс выступает в качестве ингибирующей добавки. Применяют такой раствор при температурах до 180 °С, что приводит к незначительному увеличению показателя фильтрации и загустеванию, устраняемому за счет ввода хроматов ($Na_2Cr_2O_7$, $K_2Cr_2O_7$). Кроме того, загущение гипсового раствора можно устранять за счет введения оксила, ФХЛС; снижение показателя фильтрации осуществляют введением КССБ или КМЦ. Щелочность раствора на уровне 8,5—10 поддерживают добавками извести, которая выступает также в качестве ингибитора для глинистых отложений.

Для перевода глинистого раствора в гипсовый его разбавляют водой до $T = 30$—35 с, после чего добавляют 1,1—1,7 % ФХЛС и 0,15—0,3 % NaOH, а затем 1,2—1,5 % гипса и при необходимости защитный реагент КМЦ для снижения показателя фильтрации. Такие растворы устойчивы при перебуривании горных пород, поставляющих сульфатную и кальциевую агрессию ($CaSO_4$, $NaSO_4$, $CaCO_3$ и др.) и особенно при температуре в стволе скважины более 120—130 °С.

Хлоркальциевые (высококальциевые) растворы (ХКР) при концентрации катионов Ca^{2+} более 0,4 г/л обладают свойством ингибирования глинистых пород и способствуют повышению глиноемкости раствора.

Хлористый кальций ($CaCl_2$) — водный раствор плотностью 1,26—1,28 г/см^3 при содержании $CaCl_2$ 28—30 %. В составе ХКР его содержание должно составлять 0,25—1,79 %, что обусловливает содержание Ca^{2+} в фильтрате на уровне от 0,4 до 5 г/л и хорошее ингибирующее действие. Добавка $CaCl_2$ к глинистому раствору приводит к снижению его pH за счет вытеснения H^+ из ионообменного комплекса глин, поэтому ХКР с pH = 6—7 обрабатываются только ОССБ или КССБ с целью их стабилизации. При высоких значениях pH = 8—10 этого достигают добавлением NaOH. В качестве реагентов-стабилизаторов наряду с КССБ-1, КССБ-2 целесообразно применять КМЦ-500, 600 или 700 или крахмал. В качестве разжижителей таких растворов выступают ССБ, оксил, ФХЛС и др. Перед получением ХКР исходный глинистый раствор пополняют необработанным глинистым раствором с целью снижения содержания в нем УЩР и акриловых полимеров, после чего вводят перечисленные выше реагенты в любой последовательности.

При использовании ХКР для перебуривания глинистых пород с преобладанием Na^{2+}-замещений достигают максимальной эффективности за счет его ингибирующего действия по отношению к глинистым минералам, термостойкости — за счет использования реагентов-понизителей показателя фильтрации КССБ-2, КМЦ-600, 700, а также применения реагентов-понизителей вязкости — оксила, ФХЛС и др.

Чаще всего ХКР готовят, используя глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей ($T = 25$—30 с, $\theta_{1/10} = 12$—$24/30$—60 дПа, $\Phi = 3$—5 см^3 за 30 мин) раствор обрабатывают хлористым кальцием и известью. На приготовление 1 м^3 раствора требуется, в кг: глины — 80—200, КССБ — 5—70, КМЦ (крахмал) — 10—20, $CaCl_2$ — 10—20, $Ca(OH)_2$ — 3—5, NaOH — 3—5, воды — 920—870, пеногасителя — 5—10.

Гипсокалиевые растворы (ГКР) содержат в качестве ингибирующих добавок соединения калия и кальция, а также гипс. В отличие от хлоркальциевого такой раствор менее подвержен коагуляционному загущению, ингибирующее действие его сильнее. Такие растворы используют для разбуривания высококоллоидных глин, когда хлоркальциевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С. На приготовление 1 м^3 гипсокалиевого раствора требуется, в кг: глины — 60—150, оксила (КССБ-4) — 30—50, КМЦ (крахмала) — 5—10, KCL — 10—30, KOH — 5—10, гипса ($CaSO_4$) — 10—15, пеногасителя — 2—3, воды — 930—890, утяжелителя — до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: $\rho = 2{,}2$ г/см^3, $T = 20$—30 с, $\Phi_{30} = 4$—8 см^3 за 30 мин, $\theta_1 = 6$—36 дПа, $\theta_{10} = 12$—72 дПа, pH = 8—9. Основными показателями качества, определяющими назначение раствора, являются содержания хлористого калия в фильтрате (30—70 г/л) и ионов кальция (1000—1200 мг/л).

Алюминизированный глинистый раствор (АГР) содержит в качестве ингибирующей добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Термостойкость раствора достигает 200 °С.

Для приготовления АГР используют высококоллоидную и комовую глину, сернокислый или хлористый алюминий, гидроокись натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (оксил, ОССБ и др.). Снижение фильтрации достигают вводом реагентов — КМЦ, метаса, М-14, гипана и др. На приготовление 1 м^3 такого раствора требуется, в кг: глины — 60—150, соли алюминия — 3—5, КМЦ (метас, М-14, гипан) — 3—5, NaOH — 1—3, хромпика — 0,5—1, воды — 970—935, оксила — 10—30, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности. Оптимальные значения pH АГР, обработанного солями алюминия, находятся в пределах 8,5—9,5.

Алюмокалиевый глинистый раствор (АКР) содержит в качестве ингибирующей добавки алюмокалиевые квасцы и гидроксид калия; pH таких растворов поддерживается близким к нейтральному. Ингибирующее действие этого раствора выше, чем алюминизированного. Такой раствор эффективно применяется для разбуривания увлажненных глинистых отложений.

Раствор готовят аналогично алюминизированному. В качестве ингибирующей добавки вводят алюмокалиевые квасцы, $KAl(SO_4)_2$, гидроокись калия KOH, бихромат калия $K_2Cr_2O_7$. На приготовление 1 м^3 раствора требуется, в кг: глины — 60—150, $KAl(SO_4)_2$ — 3—5, KOH — 1—3, $K_2Cr_2O_7$ — 0,3—0,5, воды — 960—920, окзила — 20—30, метаса (М-14) — 3—5, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности.

Малосиликатные глинистые растворы (МСГР) эффективно применяют при бурении в осыпающихся аргиллитах, глинистых сланцах, солевых отложениях.

МГСР обеспечивает ингибирующее действие по отношению к глиносодержащим горным породам; устойчивость при высокой температуре дает возможность введения смазывающих добавок до 7—12 % нефти или дизельного топлива, способствует снижению содержания поступающего из выбуриваемых горных пород сульфата иона (SO_4^{2-}), обладающего коагулирующим действием, за счет обработки исходного раствора хлористым барием ($BaCl_2$) — до 10 %.

Концентрация в МСГР силиката натрия ($Na_2O \cdot SiO_2$) составляет 2—5 % при pH = 8,0—9,5. МСГР, обработанный КМЦ, применяют при необходимости устранения обвалов и загущающего действия минерализации пластовых вод. В случае обогащения такого раствора выбуриваемой глиной используют разжижители УЩР для Na-глин, и ССБ для Ca-глин. Силикат натрия необходимо вводить после КМЦ и разжижителей при постоянном перемешивании.

МСГР, обработанный крахмалом, применяют при перебуривании солевых отложений (NaCl) или переслаивающихся NaCl — MgCl — KCl. Крахмальный реагент можно не обрабатывать щелочью, которую может заменить щелочной раствор $Na_2O \cdot n \cdot SiO_2$, вводимый одновременно с крахмалом. При необходимости доставляют КМЦ, окзил, сунил — для регулирования показателя фильтрации и структурных свойств системы.

МСРГ, обработанный гипаном, можно успешно применять для бурения горных пород, содержащих сульфатные ионы (SO_4^{2-}) — это в основном гипс и ангидриты, причем такая система раствора может быть малоглинистой, содержащей до 2—3 % глины.

Эмульсионно-малосиликатный раствор, содержащий до 4—6 % глины, 8 % $Na_2O \cdot nSiO_2$ и 2 % КМЦ, а также нефть или дизельное топливо, эмульгируют с помощью неионогенного ПАВ — ОП10. Пеногашение в процессе приготовления осуществляют с помощью полиэтиленовой крошки в дизельном топливе в виде 10 %-го раствора. Такой раствор успешно применяют для перебуривания горных пород с любыми солями.

Малоглинистые растворы (МГР) применяют для бурения в глинистых и песчано-глинистых отложениях, в которых нет особых проблем с устойчивостью стенок скважины, а также в осадочных породах: известняки, доломиты, мергели с переслаиванием глиносодержащих пород. Эти растворы содержат до 2,5—4 % высококачественного бентонита, а общее содержание глины в растворе может достигать 6—7 %. Такие растворы не обладают низким показателем фильтрации ($Ф_{30}$ = 8—12 см^3 за 30 мин), поэтому обогащаются выбуриваемыми глиносодержащими породами, что требует введения в состав раствора реагентов-стабилизаторов и разжижителей. При первичном приготовлении малоглинистого раствора недостаток твердой бентонитовой фазы компенсируется добавками полимеров (ГПАА и его модификации). Используемый для приготовления МГР бентонит должен удовлетворять следующим требованиям:

✓ выход раствора из такого бентонита должен быть не менее 15 м^3 из 1 т сырья;

✓ перед вводом в раствор бентонит должен быть прогидратирован с целью более эффективного присоединения к разветвленным цепям полимеров;

✓ в случае присутствия жестких солей Ca^+, Mg^{2+} его необходимо смягчать введением в воду 3—5 % Na_2CO_3.

Параметры МГР: T = 22—25 с, ρ = 1,02—1,05 г/см^3, $Ф_{30}$ = 8—12 см^3 за 30 мин, θ_1 = 3—4 дПа, θ_{10} = 8—10 дПа.

Растворы на основе гидрогеля магния являются водными, содержащими конденсированную твердую фазу. Конденсация — это принципиально новый способ получения коллоидной твердой фазы, заключающийся во введении в раствор электролитов (рассолов) различных щелочей, что обусловливает получение труднорастворимых соединений, общая соленость раствора должна быть на уровне 350—400 г/л, а содержание катионов Mg^{2+} достигать 35—40 г/л. Поставщиком катионов Mg^{2+} является водный раствор комплексной соли при указанной выше общей минерализации. При добавлении в рассол щелочи идет реакция

$$MgCl_2 + NaOH = Mg(OH)_2 + 2NaCl \qquad (6.21)$$

Гидроокись магния $Mg(OH)_2$ — неустойчивое соединение, особенно при значительном колебании величины температуры окружающих пород. Со временем переходит в более устойчивый пятиокисный оксихлорид Mg^{2+} — 5 $MgO \cdot MgCl_2 \cdot 13H_2O$. Такие соединения могут существовать только при высокой, на уровне 80—100 г/л, общей минерализации раствора, содержащего в пределах 35—40 г/л Mg^{2+}.

Данные растворы с успехом применяют при перебуривании отложений солей галита (NaCl), сильвина (KCl), бишофита ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$), кариаллита ($MgCl_2 \cdot KCl \cdot 6H_2O$), а также при бурении в мощных толщах хемогенных отложений, в намокающих переслаивающихся глинисто-аргиллитовых породах и указанных выше галогенных породах. Их получают путем ввода KCl, NaCl или обоих вместе. Химический состав

исходного рассола подбирают в зависимости от вида пород в разрезе из пластовой воды (рапы) или путем растворения кристаллических солей галита, сильвина, бишофита, карналлита или их заменителя — МИН-1, МИН-2. В качестве структурообразователя используют NaOH. Дополнительным структурообразователем может служить гидратированный бентонит в количестве до 10 % или глинистый раствор, вводимый в количестве 30 %. В качестве стабилизаторов применяют модифицированный крахмал МК-1 (до 3 %), КМЦ (до 0,2 %) и КССБ-2 (до 4 %).

Параметры гидрогельмагниевых растворов: $\rho = 1{,}20—1{,}22$ г/см^3, $T = 30—40$ с, $\Phi_{30} = 8—10$ см^3 за 30 мин, $\theta_1 = 2—3$ дПа, $\theta_{10} = 4 = 6$ дПа, pH = 7,5—8,0.

Полимерные буровые растворы (ПБР) — это водные буровые растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита или без него. Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышение механической скорости проходки на долото и др.). Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов — предотвращение обогащения их выбуринной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизованный полиакриламид — ГПАА), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы. Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные растворы предназначены для бурения в разрезах, сложенных устойчивыми низкоколлоидными глинами. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно негидролизованного ПАА, улучшающего реологические свойства воды и флокулирующего выбуренную породу. Для приготовления 1 м^3 полимерного раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется, в кг: глины — 40—50, полимера (КМЦ, М-14, метас) — 5—4, воды — 810—850, ПАА — 25—50 (0,5 %-го раствора), нефти — 100—80, утяжелителя — до получения раствора требуемой плотности. Параметры раствора: $\rho = 1{,}03—2{,}0$ г/см^3, $\Phi_{30} = 5—8$ см^3 за 30 мин, $T = 20—60$ с, $\theta_1 = 12—60$ дПа, $\theta_{10} = 24—90$ дПа, pH = 8—9. Один из основных показателей качества полимерного раствора — низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которого не должна превышать 1,5—2 %.

Для приготовления 1 м^3 полимерного безглинистого раствора (ПБР) требуется 975—970 л воды и 25—30 кг ПАА (8 %-й концентрации), можно использовать также пресный раствор, обработанный УЩР. Предварительно определяют содержание глинистой фазы и при необходимости ее снижения раствор разбавляют водой, а затем вводят 0,5 %-й раствор ПАА из расчета 10—20 л/м^3.

При разбуривании высококоллоидных глин регулирование реологических свойств полимерных растворов затруднено. В таких случаях в раствор дополнительно вводят электролиты.

Полимерные промывочные жидкости (ППЖ) — это безглинистые растворы водорастворимых полимеров: гипана, К-4, К-9, полиакриламида ПАА, карбоксиметилцеллюлозы и др. Они обладают вязкостными свойствами, но низкими значениями статического напряжения сдвига и водоотдачи, образуют прочные изолирующие пленки на стенках скважины и поверхности бурильных труб, снижающие коэффициент трения. Полимерные жидкости понижают гидравлические сопротивления при малых зазорах между бурильными трубами и стенками скважины, особенно при бурении комплексами ССК и КССК, позволяют применять форсированные режимы при алмазном бурении, сохраняют устойчивость стенок скважин при проходке довольно сложных геологических разрезов.

Технологическая схема приготовления ППЖ включает следующие операции: набухание полимера, его растворение с получением концентрированного раствора в скоростных мешалках, разбавление концентрированного раствора до требуемой рабочей концентрации.

Полиакриламид в воде очень плохо растворяется, поэтому его подвергают гидролизу, который осуществляют в скоростных мешалках при энергичном перемешивании с горячим (90—95 °С) раствором каустической соды.

Количество NaOH для гидролиза ПАА вычисляют по формуле

$$P_2 = \frac{K}{n} C_1 Q,$$

где C_1 — концентрация полимера в растворе; Q — общая масса гидролизуемого полимерного раствора, кг; K — отношение сухого натра к количеству полимера в ПАА ($K = 0{,}6—1{,}2$); n — коэффициент, зависящий от качества едкого натра в техническом продукте.

Общие сведения о наиболее часто используемых синтетических полимерных реагентах приведены в табл. 6.4.

Эмульсионные растворы бывают 1-го типа (растворы на водной основе или типа масло в воде) — это эмульсионные безглинистые и эмульсионно-глинистые растворы (ЭГР), 2-го типа (растворы на углеводородной основе (РУО) или типа вода в масле) — безводные РУО (в их составе до 5 % воды) и обращенные (инвертные) эмульсионные растворы (до 30—60 % воды).

Эмульсионные безглинистые, или водно-эмульсионные, растворы представляют собой водомасляные эмульсии — коллоидные композиции, состоящие из двух (или нескольких) несмешивающихся в обычных условиях между собой жидкостей, одна из которых раздроблена до капель (дисперсная фаза) и равномерно распределена в объеме другой непрерывной части системы (дисперсной среде).

Таблица 6.4. **Синтетические полимеры**

Наименование реагента	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку	
				«пресный» (до 3—5 % NaCl)	«соленый» (свыше 5 % NaCl)
1	2	3	4	5	6
Гидролизованный полиакрилонитрил (гипан-1; 0,7)	Полиакрилонитрил (ПАН), NaOH	Щелочной гидролиз при 96—100 °С. Соотношение ПАН и NaOH 1:1 (при получении гипана-1) и 1:0,7 (гипана-0,7). Образование сополимеров — акрилата натрия, акриламида и акрилонитрит при оптимальном соотношении кислотно-амидного баланса. Придание продукту стабилизирующих свойств	Желтая вязкая жидкость с запахом аммиака (10 %)	Снижает водоотдачу, повышает вязкость (0,4—0,5 %)	Снижает водоотдачу (до 2 %). Эти свойства у гипана-0,7 проявляются сильнее, чем у гипана-1
Гидролизованный полиакрилонитрил К-4	Полиакрилонитрил	Щелочной гидролиз ПАН при 90—95 °С, 2 ч. Придание продукту стабилизирующих свойств		Подобен гипану	В щелочном растворе
Полиакриламид (ПАА)	Нитрил акриловой кислоты	Замена нитрильной группы акриловой кислоты на амидную с последующей полимеризацией в присутствии реагентов окислителей-восстановителей. Очистка от H_2SO_4 осуществляется	Высоковязкая жидкость	Является сильным коагулятором, может применяться для обработки глинистых растворов с низкой концентрацией твердой фазы	В товарном виде
Гидролизованный полиакрилонитрил К-9	Полиакрилонитрил	Гидролиз ПАН при избытке щелочи 95 °С. Придание продукту стабилизирующих свойств, затем отделение твердой массы и высушивание. Придание продукту стабилизирующих свойств и высокой термосолестойкости. Получение продукта в твердом виде	Высоковязкая жидкость (1—2 %)	Подобен гипану	В водном растворе

Продолжение табл. 6.4

1	2	3	4	5	6
Гидролизованный полиакриламид (РС-2)	Полиакриламид триполифосфат натрия (ТПФН) NaOH	Гидролиз ПАА. В глиномешалку загружают 600 кг 8 %-го раствора ПАА, 60 кг NaOH и доливают водой до 4 м^3. Образование сополимера акриловой кислоты и амида, обладающих стабилизирующими свойствами	То же	Снижает водоотдачу, загущает глинистый раствор (0,5—2 %)	То же
РС-4	РС-2, Na_2CO_3, хроматы	Обработка РС-2, Na_2CO_3 и 0,01 % хроматами		Подобен РС-2	
Реагент М-14	Сополимер метилакриловой кислоты с метакрилатом	—	Мелкогранулированный порошок белого цвета	Подобен метасу, но выше по термосолеустойчивости	
Метасол	Сополимер метакриловой кислоты с метакриламидом	—		Подобен метасу. Оптимален при pH = 7—8	
Лакрис-20	Термостойкий сополимер метилакриловой кислоты с метакрилатом в присутствии моноэтаноламина и щелочи	—	Порошок или мелкие гранулы белого или желтоватого цвета	Эффективно снижает водоотдачу пресных и насыщенных NaCl буровых растворов при температуре до 280 °С, pH раствора 8—10; неэффективен при наличии Ca^{2+}, Mg^{2+}	В сухом виде или в водном растворе
Метас	Метилметакрилат, метакриловая кислота, H_2SO_4, $K_2Cr_2O_7$	На первой стадии образуется метакриламид, который полимеризуется с метакриловой кислотой при 70—78 °С в кислой среде	Рассыпчатый комковатый порошок (свыше 50 %)	Подобен гипану	В щелочном растворе

Примечание. Химические реагенты вводят в буровой раствор в виде товарного продукта.

Обязательным компонентом таких систем является масляная фаза, тонкодиспергированная в непрерывной водной среде. Масляная фаза — антифрикционная добавка к водной среде, предназначенная для улучшения ее смазочных свойств. В качестве таких добавок используют значительную группу нефтяных масел: трансмиссионных, машинных, трансформаторных, нефтяных и др., а также жировых гудронов, таловых масел. Для улучшения смазочных свойств различные масла смешивают для получения компаундов антифрикционных добавок.

Масляная фаза эмульсионных растворов довольно быстро коалесцирует с последующим расслоением масла и воды. Для исключения этого и с целью повышения стабильности эмульсий, а также обеспечения получения тонкодиспергированных (10^{-2}—10^{-4} см) капелек масла в воде (эмульгирования) в состав эмульсий вводят поверхностно-активные вещества (ПАВ), хорошо растворимые в воде.

ПАВ, адсорбируясь на поверхности раздела, понижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз жидкость — газ, жидкость — твердое тело. При этом изменяются физические свойства поверхностей. По химическому составу ПАВ делят на неионогенные и ионогенные. Неионогенные ПАВ не диссоциируют в воде на ионы, а их взаимодействие с водой обусловлено наличием гидрофильной группы в молекуле ПАВ. Ионогенные ПАВ диссоциируют в воде на катионы и анионы. Если поверхностную активность проявляет катион, то ПАВ называют катионоактивным, если анион — то анионоактивным.

К неоногенным ПАВ относят продукты оксиэтилирования жирных кислот и спиртов, амидов, фенолов, алкилфенолов. Наиболее распространенные неионогенные ПАВ — это оксиэтилированные алкилфенолы и фенолы типа ОП-4, ОП-7, ОП-10 и др. Молекулы этих ПАВ электрически нейтральны, что повышает устойчивость их растворов к действию минеральных солей. К анионоактивным — мыла, сульфиты спиртов, ароматические сульфокислоты и др. В бурении находят широкое применение сульфонаты, сульфонолы, азолят А, моющие средства «Прогресс», «Новость» и др.

Характер действия и эффективность ПАВ зависят от их концентрации, свойств растворителя, степени минерализации подземных вод.

Поверхностно-активные вещества, понижающие поверхностное натяжение на границе раздела жидкость — воздух, относят к группе пенообразователей и используют для получения аэрированных промывочных жидкостей пен. Для этой цели в основном применяют анионоактивные ПАВ, оптимальная концентрация которых от 0,1 до 0,5 %.

При алмазном бурении широко применяют эмульсионные жидкости, обладающие хорошими смазочными свойствами. В состав этих жидкостей входят такие ПАВ, как ОП-7, ОП-10, кубовые остатки жирных кислот: госсиполовая смола, кожевенная эмульгирующая паста, синтетические жирные кислоты. ПАВ широко используют для приготовления эмульсолов (концентратов эмульсионных промывочных жидкостей): СТП-10, ленол-10, ленол-26П, морозол и др. Краткая характеристика наиболее часто используемых в бурении ПАВ приведена в табл 6.5.

Таблица 6.5. **Краткая характеристика ПАВ**

Наименование	Тип	Химический состав	Номер ГОСТ (ВТУ)	Характеристика по ГОСТ	Концентрация активного в-ва в товарном продукте, %	Вид упаковки
ОП-7	Неионогенное	Смесь полиэтиленгликолевых эфиров моно- и диалкилфенолов, содержащих в алкильных цепях 9—10 атомов С и 6—7 молекул окиси этилена	ГОСТ 8433—57	Маслообразная жидкость или паста от светло-желтого до светло-коричневого цвета, pH 1 %-го водного раствора 6—8; поверхностное натяжение 0,5 % раствора σ = 35 дин/см^2	99,5	Стальные бочки
ОП-10	То же	То же содержание окиси этилена 10—12 молекул	То же	То же, σ = 37 дин/см^2	99,5	То же
ПО-1	Анионоактивное	Керосиновый контакт ГОСТ 463—53 с добавлением костного клея ГОСТ 2087—47, этилового спирта ГОСТ 131—52 и едкого натра	ГОСТ 6948—54	Темно-коричневая жидкость вязкостью 40 с, плотностью ρ = 1,1; кратность пены 2 %-го водного раствора не менее 10	—	В цистернах
Прогресс	То же	Водный раствор смеси натриевых солей сернокислых эфиров вторичных спиртов, содержащих 6—10 атомов С	ВТУ 315—58	Прозрачная жидкость от темно-желтого до коричневого цвета, pH = 8—9	20	Стальные бочки, бидоны
Сульфонат	То же	Смесь натриевых солей алкилсульфокислот с алкильными остатками, содержащих 12—18 атомов С	ГОСТ 12390—66	Чешуйки от светло-желтого до светло-коричневого цвета. Хорошо растворим в воде, не выпадает из разбавленных растворов: кислот, щелочей, солей, pH 5 %-го раствора 7,7	89,5	Мешки из крафт-бумаги
Сульфонол	То же	Смесь натриевых солей алкилбензолсульфокислот	ГОСТ 12389—66	Порошок, гранулы или чешуйки размером не более 1,5 мм белого или светло-желтого цвета	84	Бумажные мешки ГОСТ 2227—65
Бурол	—	Смесь неионогенных и анионоактивных ПАВ	Технические условия ВНИИБТ	Жидкость светло-коричневого цвета	25	Стальные бочки

При выборе концентратов для приготовления эмульсионных промывочных жидкостей и определения их рабочей концентрации необходимо исходить из данных, приведенных в табл. 6.6.

Эмульсионные глинистые растворы (ЭГР) применяют чаще всего при бурении мощных толщ, глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников на бурильных трубах. Эмульсионные глинистые растворы можно получить практически из всех растворов на водной основе независимо от степени минерализации, для чего исходный глинистый раствор обрабатывают химическими реагентами, а затем вводят нефть в количестве 8—15 %.

Наилучшая стабильность ЭГР получается после обработки реагентами (УЩР, ССБ, КМЦ, крахмалом и др.), которые усиливают роль глинистых частиц как эмульгатора нефти. При недостаточной стабильности ЭГР в него дополнительно вводят эмульгаторы: ДС, газойлевый или керосиновый контакт, различные мыла в концентрации 0,5—1,0 %.

Параметры, характеризующие эмульсионный глинистый раствор:

$\rho = 1{,}05—1{,}15$ г/см^3; $T = 18—25$ с; $\Phi_{30} = 3—7$ см^3 за 30 мин;
$\theta_1 = 10—15$ дПа, $\theta_{10} = 20—25$ дПа.

Растворы на углеводородной основе (РУО) применяют при вскрытии продуктивных нефтяных и нефтегазовых залежей с целью сохранения их коллекторских свойств, а также при бурении в горных породах, склонных к обваливанию за счет обогащения их водной фазой буровых растворов и пластического течения (мощные отложения гидрофильных глин, хемогенные и хемогенно-глинистые толщи).

Известково-битумный раствор (ИБР) является безводным РУО, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой — высокоокисленный битум, гидроокись кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды (3—5 %). Применяют при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами. Благодаря хорошим смазочным свойствам такой раствор повышает стойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200—220 °С); разработан в МИНХиГП им. И. М. Губкина. Содержание компонентов в 1 м^3 ИБР различной степени утяжелителя приведено в табл. 6.7. Учитывая непостоянство состава и свойств большинства исходных материалов, используемых для приготовления ИБР, указанный в табл. 6.7 компонентный состав в каждом конкретном случае уточняют в лаборатории. При этом оптимальное соотношение извести и битума должно варьировать от 1 : 1 до 2 : 1. Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2—3 %. Необходимое условие приготовления ИБР — возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в раство-

Таблица 6.6. **Характеристики концентратов для приготовления эмульсионных растворов**

Марка концентрата	ГОСТ или ТУ	Состав	Назначение
1	2	3	4
Паста кожевенная эмульгирующая	ГОСТ 5344—75	Натровое масло синтетических жирных кислот (продукты окисленного петролатума) 35—40 %; неомыленный остаток окисленной массы не более 15 %; вода не более 15 %; масло веретенное «3В» доводят до 100 %, но не менее 25 %	Для приготовления на мягкой воде эмульсий, использующихся при алмазном бурении на объектах с мягкими, слабоминерализованными водами (содержание ионов кальция, магния до 5 мг · экв/л)
Эмульсол лесохимический ЭЛ-4	ТУ 81-05-52—75	Натровое мыло полимеров канифольно-экстракционного производства 20 %; нигрол зимний 60 %; смачиватель ОП-7 10 %; вода 10 %	Для приготовления на мягкой и слабожесткой воде эмульсий, использующихся при алмазном бурении на объектах с водами повышенной жесткости и минерализации (содержание ионов кальция, магния до 45 мг · экв/л)
Эмульсол нефтехимический ЭН-4	ТУ 38-101628—76	Смесь жирных и смоляных кислот, поверхностно-активные вещества неионогенного типа, индустриальное масло	Для приготовления на воде любой жесткости эмульсий, использующихся при алмазном бурении на объектах с жесткими и минерализованными водами (содержание ионов Ca до 3000 мг · экв/л, Mn до 1350 мг · экв/л, Na до 2000 мг · экв/л, а также эмульсий, используемых при бурении многолетнемерзлых горных пород)
Концентрат солестойкой промывочной жидкости ленол-10	ТУ 38-101816—80	Индустриальное, талловое масла, смесь неионогенных поверхностно-активных веществ	Для приготовления на воде любой жесткости эмульсий, использующихся при высокочастотном алмазном бурении скважин на объектах с любыми, в том числе весьма сложными (жесткие, минерализованные воды), условиями
Концентрат соленостойкой промывочной жидкости ленол-32	ТУ 38-10181—80	Индустриальное масло, смесь жирных кислот, смесь высших спиртов, смесь неионогенных поверхностно-активных веществ	То же

Продолжение табл. 6.6

1	2	3	4
Концентрат низкотемпературостойкой промывочной жидкости морозол-2	ТУ 384, 01.79—79	Минеральное масло, смесь неионогенных поверхностно-активных веществ, серосодержащая присадка, ингибиторы коррозии	Для приготовления эмульсий на соленой (до 12 %) и любой жесткости воде; используют при скоростном бурении многолетнемерзлотных пород с температурой до –7,4 °С

Таблица 6.7. **Состав ИБР, кг на 1 м³ раствора**

Компоненты	Плотность ИБР, г/см³											
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Дизельное топливо марки ДЛ	563	546	529	512	459	478	461	444	427	410	393	376
Битум	155	145	135	125	115	105	95	85	75	65	55	45
Известь негашеная (CaO)	310	290	270	250	230	210	190	170	150	130	110	90
Вода	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20	16
Сульфонол НП-3 или НП-1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Барит с влажностью <2 %	100	250	400	550	700	850	1000	1150	1300	1450	1600	1750

ре, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР) является инвертным эмульсионным раствором, приготовляемым на основе известково-битумного раствора, содержащего в качестве дисперсной фазы минерализованную воду до 30—50 % и твердые компоненты (битум, известь, барит). Такой раствор по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, имеет более высокий показатель фильтрации и пониженную термостойкость (180—190 °С).

Параметры, характеризующие качество ЭИБР:

Электростабильность (напряжение электропробоя), В ..... 250—300
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, не приводящая к снижению электростабильности), % 20
Показатель фильтрации, см³ за 30 мин 1
Наличие воды в фильтрате ..... Нет

Высококонцентрированный инвертно-эмульсионный раствор (ВИЭР) разработан и предназначен для бурения скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав в расчете на 1 м³, в л: дизельное топливо или нефть — 450; водный раствор соли $MgCl_2$, $CaCl_2$ или NaCl — 450, СМАД — 30—40, эмульгатор (эмультал) — 15—20, бентонит — (10—15) кг, барит — до получения необходимой плотности раствора.

Термостойкость такого раствора можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15—20 %-го битумного концентрата. При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг/1 м³), при 100—120 °С — 2 % (20 кг/1 м³), при более высокой температуре (140—150 °С) — 3 % (30 кг/1 м³).

Параметры, характеризующие качество ВИЭР:

Электростабильность, В 100
Глиноемкость, % 20
Показатель фильтрации, см³ за 30 мин 0,5
Наличие воды в фильтрате ..... Нет

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР) — раствор на основе омыленного олеогеля (жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита; предназначен для бурения скважин при забойной температуре до 200 °С. Преимущества этих растворов — низкая эффективная вязкость, высокий сдвиг разжижения и хорошая выносящая способность.

Оптимальные составы базового раствора с различным пределом термостойкости приведены в табл. 6.8; сведения о термостойкости утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органоглины — в табл. 6.9.

Таблица 6.8. **Составы и свойства ТИЭР**

Соотношение фаз (вода — масло)	Содержание мыльного эмульгатора, %		Концентрация бентонитовой глины, %			Предел термостойкости, °С
	СМАД	CaO	черкасской	саригюхской	асканской	
60 : 40	4	2	2,0	1,5	1,0	100
	4	2	3,0	2,0	1,5	125
	4	2	—	3,0	2,0	150
50 : 50	4	2	—	5,0	4,0	180
40 : 60	4	2	—	6,0	5,0	200

Таблица 6.9. **Оптимальные составы утяжеленных ТИЭР**

Соотношение фаз (вода — масло)	Концентрация органоглины, %	Плотность эмульсии, г/см³	Предел термостойкости, °С
60 : 40	3	1,25	150
50 : 50	3	1,50	150
40 : 60	3	2,00	180
30 : 70	4	2,25	200
20 : 80	5	2,50	200

Параметры, характеризующие устойчивость эмульсии, для ТИЭР:

Электростабильность, В	250—450
Показатель фильтрации при 150 °С, $см^3$ за 30 мин	2—3
Наличие воды в фильтре	Нет

Параметры ТИЭР: пластическая вязкость (Мп) — 60—90 мПа · с; $\theta_1 = 12—85$ дПа, $\theta_{10} = 24—110$ дПа.

Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Разбуриваемые глинистые породы не накапливаются в циркулирующей эмульсии, а полностью выносятся из скважины и легко отделяются от нее с помощью вибросит, имеющих размеры ячеек не более 0,6—0,8 мм.

6.5. Технология бурения с применением газообразных агентов

Применение сжатого воздуха в бурении позволяет достичь высоких технико-экономических показателей ввиду специфических свойств газообразного агента. Воздух (газ) обладает низкой плотностью, малой вязкостью и легко сжимается, что обеспечивает высокие скорости восходящего потока при сильной его турбулентности. В результате этого происходит полная очистка забоя от шлама, хорошее охлаждение породообразующего инструмента. Отсутствие гидростатического давления способствует повышению эффективности разрушения горной породы на забое. Воздух не загрязняет продуктивные горизонты, что позволяет улучшить качество опробования.

Бурение с воздухом целесообразно использовать в следующих условиях:

✓ при бурении по трещиноватым и закарстованным породам в условиях потерь циркуляции промывочной жидкости с целью снижения затрат на борьбу с поглощениями;

✓ в безводных, пустынных и высокогорных районах, где затруднено водоснабжение;

✓ в районах с многолетнемерзлотными породами с целью снижения осложнений, связанных с замерзанием промывочной жидкости;

✓ в породах, взаимодействующих с водой и теряющих свою устойчивость;

✓ при бурении скважин на воду с целью лучшей отбивки продуктивного горизонта и его освоения.

Бурение воздухом имеет и ряд недостатков:

✓ ограничена глубина бурения из-за технических возможностей компрессора;

✓ затруднено бурение в обводненных породах, в несвязанных, сыпучих, а также липких пластичных породах;

✓ требуются дополнительные затраты для установки пылеулавливающих устройств;

✓ снижается выход керна в трещиноватых породах.

Успех бурения с продувкой воздухом зависит от рабочих параметров компрессора (давления и расхода воздуха), компоновки бурового снаряда и схемы обвязки поверхностного оборудования.

При бурении скважин на нефть и газ в качестве газообразных агентов используют воздух, поступающий от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или из близрасположенных газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания.

При выборе конкретного вида газообразованного агента необходимо учитывать не только повышение технико-экономических показателей, но и безопасность ведения буровых работ. Необходимо учитывать то обстоятельство, что при использовании сжатого воздуха для вскрытия газосодержащих коллекторов могут образовываться взрывоопасные смеси за счет наличия кислорода в закачиваемом воздухе. Поэтому для вскрытия продуктивных газоносных и нефтегазоносных коллекторов часто используют природный газ от действующей скважины или магистрального газопровода. В этом случае на нагнетательной линии устанавливают спускные краны и влагоотделители. Газ, выходящий из скважины, сжигается с помощью факела на конце выкидной линии (длина не менее 80—100 м). Если газ используется вторично (при замкнутой системе циркуляции), то его предварительно очищают от шлама и влаги в сепараторах, трапах и фильтрах, а затем подают в компрессор. Такая схема хотя и громоздка, но более экономична, так как способствует снижению суммарного расхода газа на бурение.

Для бурения скважин с продувкой сжатым воздухом используют серийное буровое оборудование: станки и установки, породоразрушающий инструмент. Принципиальное отличие от способов бурения с применением жидких очистных агентов заключается в устройстве выходной линии на поверхности и герметизации устья скважин. Схема обвязки оборудования при разведочном бурении с продувкой воздухом приведена на рис. 6.10.

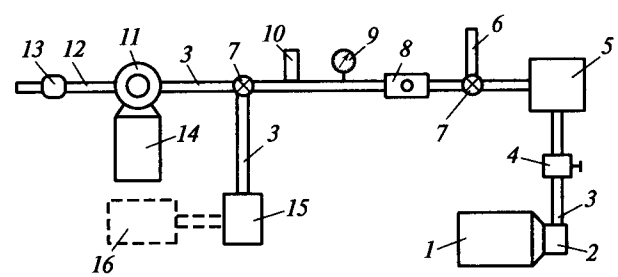


Рис. 6.10. Схема расположения оборудования при бурении скважин с продувкой

Основное оборудование включает буровой станок *14*, компрессор *1* с ресивером *2* и буровой насос *15* с зумпфом *16*. Насос можно использовать в случае осложнений или при встрече сильно обводненных пород. В систему обвязки оборудования включают влагоотделитель *4* для сбора конденсата, холодильник *5* для поддержания постоянной температуры воздуха, герметизатор устья скважины *11*, шламоотводную линию *12* с циклоном *13* для очистки воздуха. В систему обвязки входят соединительные шланги *3*, вентили *7* и выкидная линия *6*. В качестве контрольно-измерительной аппаратуры используют манометр *9* для контроля давления воздуха, расходометр *8*, термометр *10*. Температура сжатого воздуха не должна превышать 90 °С, так как это может вызвать разрушение резиновых шлангов. Выкидная линия *12* обычно устанавливается в сторону господствующих ветров на расстоянии не менее 10 м. Для уменьшения попадания пыли на буровую иногда на конце выкидной линии устанавливают вытяжной вентилятор. Трубопроводы поверхностной обвязки не должны иметь резких сужений и поворотов.

При бурении с продувкой следует использовать бурильные трубы муфтово-замкового соединения с широкими проходными каналами и коническими резьбами. Такие соединения обеспечивают минимальные потери давления и утечки воздуха.

Породоразрушающий инструмент должен обеспечивать свободный проход воздуха на забой, поэтому предпочтительно использовать твердосплавные коронки с повышенным выходом резцов и с увеличенной площадью промывочных каналов.

Переход с промывки на продувку не вызывает существенных изменений параметров режима бурения. Особое внимание уделяется расходу воздуха и его давлению в нагнетательной линии. Скорость бурения с продувкой в несколько раз выше, чем при бурении с промывкой, поэтому на забое образуется много бурового шлама и его нужно своевременно удалять. Скорость бурения зависит от того, насколько своевременно и эффективно осуществляется очистка скважины.

Основной причиной осложнений при бурении с продувкой является поступление воды в скважину. При водопритоках до 10 % от величины образующегося в единицу времени шлама последний начинает слипаться, что может привести к зашламовыванию скважины. Основная мера борьбы с этим осложнением — увеличение расхода воздуха. Это способствует полному выносу шлама. При водопритоках от 10 до 35 % от расхода шлама на стенки скважины и бурильные трубы идет образование сальников, возникают затяжки и прихваты инструмента при подъеме. При водопритоках свыше 35 % к количеству шлама сальники не образуются, а возникает столб водошламовой суспензии. Эффективным средством борьбы с сальникообразванием является добавление в поток воздуха пенообразователей в виде 0,5 — 1,5 %-х водных растворов в количестве 10—50 л на рейс. В качестве пенообразователей используют пенообразующие ПАВ, основные сведения по их применению приведены в табл. 6.10.

Таблица 6.10. **Оптимальные концентрации пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды**

ПАВ (товарный продукт)	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в перерасчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Температура, °С	Отношение допустимой концентрации шлама к объему воды
		Химический тип	Степень минерализации		
Сульфанол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные	Пресные и слабоминерализованные (плотность 1,0015 г/см³, жесткость равна 0,09 моль/кг)	20—50	1:2—1:1
Прогресс	0,10				1:2—1:1
ОП-10	0,10				4:1—1:1
ОП-7	0,10				4:1—1:1
АУФЭ-14	0,12				1:2
Азолят А	0,10				1:2
Прогресс	0,20	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные (плотность 1,0015—1,0283 г/см³, жесткость 0,09—1,43 моль/кг)	20—50	1:2
ОП-10	0,20				4:1—1:1
ОП-7	0,20				4:1—1:1
Сульфанол НП-1	0,42				1:2
Прогресс	1,0—1,20	Хлоркальциевые	Рассолы $\rho = 1{,}19$ г/см³	20—50	1:2

В случае притоков пластовой воды в состав воздуха вводят пенообразующие ПАВ. Наибольшее значение притока пластовых вод для бурения с очисткой забоя воздухом с добавкой ПАВ составляет около 120 л/ч. При притоках воды в указанном выше диапазоне использование ПАВ предотвращает образование шламовых пробок и уменьшает возможность возникновения осложнений.

При бурении в многомерзлых породах важным фактором становится температура сжатого воздуха. Принудительное охлаждение воздуха от +5 до −10 °С полностью устраняет осложнения, связанные с растеплением стенок скважин и последующим их обваливанием в процессе бурения.

6.6. Технология бурения с использованием газожидкостных смесей

При бурении применяют следующие газожидкостные смеси (ГЖС):

— аэрозоли (туманы) — аэродисперсные системы, в которых непрерывной дисперсионной средой является воздух или газ, а дисперсной фазой — жидкость в виде мельчайших капелек. Плотность аэрозолей составляет 0,005—0,05 г/см³;

— аэрированную жидкость — система, в которой дисперсионную среду образует непрерывная жидкая часть, а воздух образует дисперсную фазу. Плотность аэрированной жидкости составляет 0,05—0,1 г/см^3;

— пену — это дисперсная система, состоящая из ячеек пузырьков воздуха (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости, являющейся непрерывной дисперсионной средой. Жидкие пленки, разделяющие пузырьки, образуют в совокупности пленочный каркас, служащий основой пены. Плотность пен составляет 0,05—0,1 г/см^3.

Области применения газожидкостных смесей:

— аэроэмульсии: слабоцементированные и водочувствительные глинистые породы; незначительные водопритоки;

— аэрированные жидкости и пены: в горных породах с интенсивностью поглощения до 5 м^3/ч рекомендуется применять аэрированные жидкости; до 8—10 м^3/ч — пены.

Кроме того, пены рекомендуется применять при бурении по слабоцементированным, высокопористым породам, в безводных и засушливых районах, карстовых зонах, условиях многолетнемерзлых пород и в породах, склонных к набуханию.

Получение пены основано на интенсивном смешивании водного раствора ПАВ-пенообразователя, подающегося от дозирующего насоса или дозатора, и потока сжатого воздуха, нагнетаемого компрессором. В настоящее время применяют ряд технологических схем обвязки устья скважины оборудованием при бурении с пенами, использующимися при определенных условиях. Создание таких схем направлено на получение хороших технико-экономических показателей при наиболее простой схеме генерации пены и подачи ее в скважину. Наиболее рационально использовать их при глубине скважины до 250 м и насосно-компрессорную схему генерации пены при бурении (рис. 6.11, *а*).

При бурении скважин с пенами такая схема (см. рис. 6.11, *б*) диктует необходимость использования компрессоров, развивающих большое давление, когда бурение с пенами становится экономически невыгодным. В таких случаях необходимо использовать специальное дожимное устройство для получения и нагнетания пены в скважину при использовании серийных широко распространенных компрессоров низкого давления (0,7 МПа). При бурении с пенами скважин глубиной до 1500 м используют дополнительный дозирующий насос на всасывающей линии.

Состав пен подбирают в зависимости от свойств перебуриваемых пород, а также вида осложнений и может быть рекомендован в соответствии с данными, приведенными в табл. 6.11.

К поверхностно-активным веществам (ПАВ) относят также вещества, которые способны концентрироваться на межфазных границах. Характерным свойством ПАВ является их дифильность, т. е. наличие у каждой молекулы гидрофильных (полярных) и гидрофобных (неполярных) групп. Это значит, гидрофильная часть молекулы ПАВ более

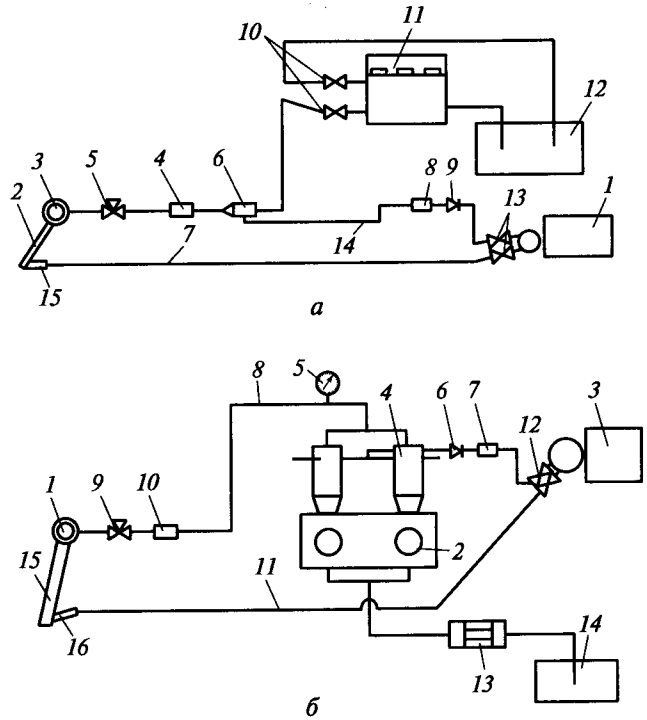


Рис. 6.11. Схемы обвязки скважины при бурении с пеной:

а — глубиной до 250 м: *1* — компрессор; *2* — эжектор; *3* — устье скважины; *4* — прибор для определения кратности пены; *5* — трехходовой кран; *6* — пеногенератор; *7* — воздухопровод к эжектору; *8* — расходомер воздуха; *9* — кран; *10* — обратные клапаны; *11* — насос; *12* — емкость с раствором ПАВ; *13* — обратные клапаны; *14* — воздухопровод к пеногенератору; *15* — отводной трубопровод;

б — глубиной > 250 м: *1* — скважина; *2* — насос; *3* — компрессор; *4* — дожимное устройство; *5* — манометр; *6* — прибор определения кратности пены; *7* — расходомер воздуха; *8* — нагнетательный трубопровод; *9* — трехходовой кран; *10* — обратный клапан; *11* — трубопровод к эжектору; *12* — кран распределительный; *13* — дозирующий насос; *14* — емкость с раствором ПАВ; *15* — эжектор; *16* — отводной трубопровод

активно взаимодействует с молекулами воды, а гидрофобная — с молекулами воздуха, неполярной жидкостью или твердым телом. Это также определяет стремление молекул ПАВ к концентрации на межфазных границах раздела и определенной их ориентации.

В состав молекул ПАВ входят следующие гидрофильные группы:

- ✓ гидроксильная — COOH;
- ✓ карбоксильная — COOMe, Me — атом металла;
- ✓ сульфатная — SO_4Me;
- ✓ фосфатная — PO_3Me;
- ✓ аминогруппа — NH_2;
- ✓ окислительная — CH_2CH_2O и др.

ПАВ-пенообразователи принято подразделять на типы по характеру их электрической диссоциации в водном растворе (см. табл. 6.5).

Таблица 6.11. **Рациональные условия применения пен различного состава**

Условия бурения	Состав промывочной жидкости, подлежащей вспениванию	Концентрация компонентов, %
Устойчивые осадочные породы	Сульфонол Вода	0,5—0,8 Остальное
Устойчивые доломиты, известняки	Сульфонол, ОП-10 Вода	0,3; 2—3 Остальное
Глинистые породы (аргиллиты, сланы)	Сульфонол ГППА Вода	0,5 0,1 Остальное
Неустойчивые дробленые породы	Глинопорошок Na_2CO_3 КМЦ Сульфонол Вода	4—5 0,2 0,3 0,5 Остальное
Водоприток	Глинопорошок Na_2CO_3 КМЦ Сульфонол Вода	4—5 0,2—0,3 0,3 0,5—1,0 Остальное
Отрицательные температуры	Глинопорошок КМЦ Na_2CO_3 NaCl Вода	0,5—1,0 0,25—0,5 2—7 3—10 Остальное
Зоны тектонических нарушений (с технической глинкой трения)	Глинопорошок Na_2CO_3 Жидкое стекло ГППА Сульфонол Вода	5—6 0,1 0,1 0,7—1,0 0,4—1,0 Остальное

Наиболее технологичны и эффективны в применении для получения ГЖС анионоактивные и неионогенные ПАВ. Группа анионоактивных ПАВ-пенообразователей включает:

✓ соли жирных, чаще всего карбоновых RCOOMe (где R — углеводородный радикал, Me — атом металла Ca^{2+} или Na^{+});

✓ соли сульфоновых кислот (RSO_3H) — RSO_3Me (сульфонол).

Анионоактивные ПАВ обладают способностью к уменьшению пенообразующей способности в присутствии в растворе солей Ca^{2+} и Mg^{2+}. Группу катионоактивных ПАВ для получения ГЖС практически не используют из-за их повышенной токсичности.

Неионогенные ПАВ получили широкое применение для получения ГЖС из-за следующих их положительных качеств:

✓ растворимость не зависит от наличия в растворе электролитов и pH среды;

✓ способность восстанавливать свои свойства в растворе пенообразователя, например после остывания его, если произошло помутнение водного раствора ПАВ при повышении температуры в скважине.

В группу неионогенных ПАВ-пенообразователей относят следующие соединения:

✓ карбоновые кислоты (RCOOH);

✓ оксиэтилированные амилфенолы ОП-4, ОП-7, ОП-10;

✓ превоцелл;

✓ синтамид-5, синтамид-10;

✓ синтанол ДС-10;

✓ смачиватель ДБ и др.

Наиболее широко в отечественной практике стали использовать сульфонол в качестве пенообразователя. В качестве добавок, улучшающих свойства пены, можно использовать хлористый алюминий и азотнокислый натрий, КМЦ и мылонафт, желатин и гидроокись лития.

Эффективным пенообразователем в условиях поступления высокоминерализованных пластовых вод является анионоактивное ПАВ-ДС-РАС. При увеличении концентрации хлорида натрия в воде необходимо повышать концентрацию пенообразования ДС-РАС для возрастания устойчивости пен. Дальнейшее повышение устойчивости пены достигают за счет введения стабилизаторов (КМЦ, крахмала, костного клея, технического желатина). Кроме того, для повышения пенообразующей способности растворов ДС-РАС и стабильности пены к ним рекомендуется добавлять сульфонат никеля и кальцинированную соду в соотношении по массе, %: ДС РАС — 1—2; сульфат никеля 0,5—1,0; кальцинированная сода 1—2; вода — остальное.

Создана композиция пенообразователя пенол-1. По составу пенол-1 состоит из смеси натриевых солей органических сульфокислот, оксиэтилированных жирных спиртов или оксиэтилированных алкилфенолов, лигносульфоната аммония, моноэтаноламида жирных кислот и других веществ. Рекомендуемые соотношения компонентов в составе пенол-1 приведены в табл. 6.12. Композиционные составы пенол-1 по внешнему виду представляют собой жидкости темно-коричневого цвета с температурой застывания от –4 до –6 °С, с pH = 8,15—8,50. При добавлении рабочей концентрации (0,5 %) пенола-1 в воду, с минерализацией NaCl до 5 % (объем раствора 50 $см^3$) вспениваемость составляет 310—340 $см^3$ при довольно стабильной пене в течение 30 мин после вспенивания.

Пена — система, состоящая из пузырьков газа (воздуха) в виде дисперсной фазы в непрерывной дисперсионной среде (жидкости), которая вырождается до состояния тонких пленок, пена имеет пленочно-ячеистое строение.

Пены могут эффективно применяться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах) и многолетнемерзлых, пористых поглощающих горизонтах, вскрытии продуктивных пластов,

Таблица 6.12. **Соотношение компонентов в составе пенол-1**

Компоненты	Соотношение компонентов по рекомендуемым составам, мас. %						
Натриевые соли сульфокислот	19,0	26,0	40,0	29,0	40,0	40,0	45,0
Синтанол АСЦЭ12	15,0	10,0	15,0	12,0	—	—	10,0
Синтанол ДС-10	—	—	—	—	10,0	—	—
ОП-10	0	0	0	0	0	10,0	—
Моноэталомиды (фракций C_{10}—C_{16})	3,0	5,0	4,0	7,0	4,0	4,0	—
Лигносульфат аммония	2,0	3,5	3,0	2,5	5,0	3,0	5,0
Едкий натр	0,2	—	—	0,1	—	—	—
Вода	Остальное						

освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3—0,8 гидростатического.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА и др.), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок в составе ГЖС.

В процессе генерации пен необходимо учитывать следующие рекомендации:

✓ наибольшая эффективность при получении ГЖС с использованием всех известных ПАВ-пенообразователей достигается при pH = 8—9;

✓ пенообразующая способность неоиногенных ПАВ (ОП-7, ОП-10 и др.) не изменяется в широком диапазоне pH = 3—9;

✓ пенообразующая способность всех ПАВ увеличивается при повышении температуры до 90 °С;

✓ в случае необходимости увеличения пенообразующей способности надо выбирать ПАВ, имеющие меньшие значения поверхностного натяжения;

✓ жесткость применяемой воды для создания ГЖС необходимо устранять за счет добавок Na_2CO_3 (1,5—2 %);

✓ для увеличения структурных и реологических параметров ГЖС следует применять полимерные реагены (гипан и его модификации, синтетические смолы и др.).

Параметры, характеризующие свойства ГЖС

Газожидкостная смесь — это дисперсная система пленочно-ячеистой структуры, в которой ячейки — пузырьки газа — разделены пленками, состоящими из водного раствора ПАВ-пенообразователя и других растворенных компонентов и являющимися непрерывной фазой, которая образует пленочный каркас, служащий основой пены. Прочность этого каркаса определяет основные технологические параметры ГЖС в целом.

Структуру ГЖС определяют в основном соотношением объемов газовой и жидкой фаз. Ячейки такой системы принимают шарообразную форму при 10—15-кратном увеличении объема газа по отношению к жидкости. В случае увеличения этого соотношения до десятков и сотен раз пленки в составе ГЖС утончаются и приобретают форму многогранника.

Степень аэрации является основным параметром, характеризующим состояние фаз в составе ГЖС, и определяют его по формуле

$$\alpha = \frac{Q_г}{Q_ж}, \qquad (6.22)$$

где $Q_г$ и $Q_ж$ — объемные расходы газовой и жидкой фаз соответственно.

Кроме того, параметр α можно назвать как объемное содержание газа (воздуха) в жидкости, определяемое по формуле

$$\alpha = \frac{V_0}{V_ж}, \qquad (6.23)$$

где V_0 — объем газа (воздуха) на устье скважины (при атмосферном давлении P_0); $V_ж$ — объем жидкости.

При атмосферном давлении α = 40—60 характеризует ГЖС как аэрированную жидкость, в которой газовые пузырьки находятся в непрерывной жидкой дисперсной среде. Для тех же условий значения α = 60—300 характерны для пены, у которой жидкая фаза за счет высокого газосодержания вырождается до тонких пленок-перегородок.

Кратность пены — это параметр, применяемый в зарубежной практике:

$$K_п = \frac{V_г}{V_п}, \qquad (6.24)$$

где $V_г$ и $V_п$ — объем газа и объем пены соответственно.

Исследованиями Митчелла доказано, что при $K_п$ = 0—0,54, ГЖС ведет себя как Ньютоновская жидкость, а при $K_п$ = 0,54—0,96 проявляет свойства пластической системы Бингама.

В отечественной практике кратность пены рекомендуется определять по формуле

$$\beta_п = \frac{V_п}{V_ж}, \qquad (6.25)$$

где $V_п$ и $V_ж$ — объем пены и жидкости для ее получения соответственно.

При $\beta_п \geq 3,8$ ГЖС считается пеной, а при $\beta < 3,8$ — это воздухожидкостная смесь в виде эмульсии газа в жидкости. Основной недостаток этого параметра заключается в том, что он изменяется в зависимости от свойств используемых ПАВ-пенообразователей, их концентрации в растворе и способа получения ГЖС.

Сравнение ГЖС по параметрам $K_п$ и $\beta_п$ возможно только при адекватности условий, поэтому чаще всего для характеристики вида ГЖС применяют параметр α — степень аэрации.

Пенообразующая способность растворов ПАВ-пенообразователей характеризуется количеством ГЖС через объем или высоту столба, образующегося из определенного его объема раствора. Для определения такого параметра используется ряд методов: встряхивание, взбивание, продувание воздуха через раствор ПАВ, перемешивание и др. Однако результаты измерений невозможно сравнивать из-за разных условий формирования ГЖС. Общепринятого метода определения пенообразующей способности пока не существует. По методу Росса-Майлса для определения пенообразующей способности, утвержденной международной организацией стандартизации, в соответствии с которым 500 мл водного раствора пенообразователя выливается в мерный цилиндр объемом 1000 мл, в который первоначально заливается 50 мл такого же раствора. Пенообразующая способность характеризуется высотой столба пены в цилиндре через 30 с после закрытия капилляра.

Наиболее простым методом определения пенообразующей способности ПАВ является взбалтывание 50 мл водного раствора в стеклянном цилиндре с делениями объемом 500 мл. Величина получаемого объема пены является мерой пенообразующей способности ПАВ.

Однако основным недостатком таких методов определения пенообразующей способности ПАВ является резкое отличие условий получения пены от реальных условий формирования ГЖС с использованием различных устройств при бурении скважин.

На кафедре разведочного бурения МГГА апробирован метод определения пенообразующей способности ПАВ с использованием диспергационного способа получения пены с помощью разработанной лабораторной установки (рис. 6.12), включающей стеклянный мерный цилиндр *1* емкостью 500 см^3, пеногенератор *2* с сеткой *3* с размером ячейки 1 мм, регулировочные краны *4*, емкость *5*, заполняемую водным раствором ПАВ с дозатором *6*, лабораторный компрессор *7* и стеклянную трубку *8*. Расход воздуха компрессора составляет 0,05 м^3/мин при давлении 0,3 МПа.

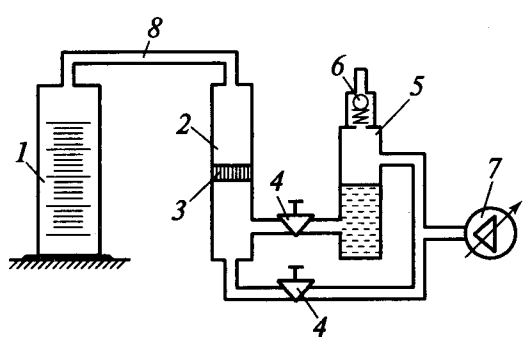


Рис. 6.12. Схема лабораторной установки для исследования пенообразующей способности ПАВ

Перед измерениями в емкость через дозатор заливают 50 мл исследуемого водного раствора ПАВ. После отстаивания в течение 3—5 мин включается компрессор и с помощью кранов настраивается равномерная, без пульсаций, подача пены через стеклянную трубку в мерный цилиндр. После подачи пены через 15—30 с берут отсчет по шкале мерного цилиндра в виде объема образовавшейся пены. По формуле (6.25) можно найти кратность пены $\beta_п$.

Стабильность пены является основным параметром, характеризующим применимость той или иной ее композиции для выполнения технологических функций при бурении скважин. Получение пен с максимальной стабильностью ограничивается тем обстоятельством, что выходящая из скважины пена должна эффективно разрушаться для извлечения из ее состава частиц бурового шлама и повторного использования по замкнутому циклу с целью исключения загрязнения окружающей природной среды. Кроме того, при остановке циркуляции более стабильная пена не дает оседать на забой частицам бурового шлама, предотвращая осложнения в скважине.

Стабильность пены зависит от следующих факторов:

- ✓ вида и концентрации ПАВ-пенообразователя;
- ✓ температуры;
- ✓ жесткости воды;
- ✓ наличия в составе водного раствора ПАВ реагентов-стабилизаторов.

Стабильность пены принято оценивать на основе изменения объема ее во времени. Анализ большого количества кривых разрушения ГЖС применительно к конкретным видам ПАВ-пенообразователей, их содержания в составе водного раствора, минерализации исходной воды, количества и вида реагентов-стабилизаторов позволяет для конкретных условий бурения скважин подобрать рациональные их рецептуры для наиболее эффективного выполнения или основных технологических функций.

С целью проведения таких исследований необходимо использовать кривые разрушения ГЖС в виде нисходящих кривых (рис. 6.13). Такие кривые строят на основе наблюдений за изменением объема полученной пены различного компонентного состава через 0,5; 1,0; 5; 10; 15; 20; 25 и 30 мин.

На рис. 6.13 показан образец получаемой кривой разрушения ГЖС во времени.

На рис. 6.13 видно, что кривая разрушения ГЖС состоит из трех участков:

— первый участок характеризуется постоянным или медленно уменьшающимся объемом ГЖС, V_0;

— второй характеризуется изменением объема ГЖС от V до V_2 за время от t до t_2;

— третий характеризуется постепенно приближающимися к минимальному объему ГЖС, практически равному объему пенообразующего раствора (50 мл).

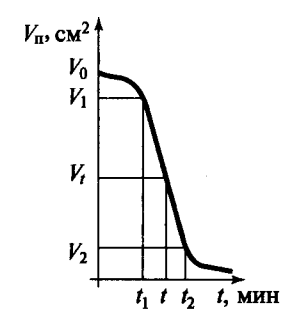


Рис. 6.13. Общий вид кривой разрушения объема ГЖС $V_п$ во времени t

Практически прямолинейный участок на кривой разрушения ГЖС можно характеризовать крутизной, см^3/мин:

$$a = \frac{V_1 - V_2}{t_2 - t_1}. \quad (6.26)$$

В какой-то отрезок времени t объем ГЖС будет описываться уравнением

$$V_t = V_0 - a(t - t_1) \quad (6.27)$$

или, подставив вместо (6.26), получим

$$V_t = V_0 - \frac{(V_1 - V_2)(t - t_1)}{t_2 - t_1}. \quad (6.28)$$

Кратность пены в момент времени t составит:

$$K_t = \frac{V_t}{V_ж}, \quad (6.29)$$

где $V_ж$ — объем водного раствора ПАВ, употребленного на образование ГЖС.

Тогда, подставив (6.28) в (6.29), получим

$$K_t = K_0\left[1 - \frac{a}{V_0}(t - t_1)\right], \quad (6.30)$$

где $K_0 = \frac{V_0}{V_ж}$ — кратность ГЖС в первоначальный период времени (до 0,5 мин).

Параметры a и V_0 определяют по графику кривой разрушения.

Если ввести обозначение параметра интенсивности разрушения пены мин$^{-1}$ в виде

$$\upsilon_р = \frac{a}{V_0}, \quad (6.31)$$

то условие (6.30) запишем так:

$$K_t = K_0[1 - \upsilon_р(t - t_1)], \quad (6.32)$$

Таким образом, используя выражение (6.32), можно определить важнейший параметр ГЖС — кратность K_t в любой отрезок времени t.

Для выполнения условия сохранения основных технологических функций потоком ГЖС необходимо задать ее конкретное значение кратности K_t. В этом случае можно расчетным путем определить время, в течение которого рассматриваемая ГЖС будет обладать достаточными технологическими свойствами. Так, приняв $K_t = 10$, решив уравнения (6.32) относительно t, определим время (мин) существования наиболее высоких технологических свойств ГЖС конкретной рецептуры:

$$t = \frac{1}{\upsilon_р}\left(1 - \frac{10}{K_0}\right) + t_1. \quad (6.33)$$

Такой параметр, значения которого находят по формуле (6.33), является комплексным, так как учитывает исходную пенообразующую способность K_0, параметр интенсивности разрушения $\upsilon_р$ и время, за которое ГЖС практически не изменяет свой объем t_1.

На основе анализа кривых разрушения ГЖС были рассчитаны значения критерия t применительно к конкретному ее составу. Такие составы газожидкостных смесей охватывают широкий диапазон геолого-технических условий бурения скважин от относительно устойчивых горных пород до бурения в условиях высокой минерализации пластовых вод, растворимых соленосных толщ и многолетнемерзлых отложений. Для этих условий бурения можно рекомендовать ГЖС, составы которых приведены в табл. 6.13, применительно к которым рассчитаны значения параметра t.

Используя данные, приведенные в табл. 6.13, можно для конкретных условий: глубины скважин, способа бурения (размер частиц бурового шлама), свойств горных пород (устойчивость, содержание глинистых отложений, минерализация, наличие многолетнемерзлых пород) — выбрать конкретный состав ГЖС с определенным значением параметра t.

Например, для относительно устойчивых пород и небольшой глубины скважины можно рекомендовать составы ГЖС на основе сульфонола (до 0,5 %) при t до 13 мин. В случае увеличения глубины бурения в тех же породах необходимо рекомендовать составы ГЖС на

Таблица 6.13. **Расчетные значения критерия рационального состава ГЖС — параметра t**

№ п/п	Состав пенообразующего раствора ГЖС, %	t, мин
1	Вода + сульфонол (0,3)	6
2	Вода + сульфонол (0,5)	13
3	Вода + сульфонол (1,0)	15
4	Вода + сульфонол (2,0)	12
5	Вода + сульфонол (3,0)	9
6	Вода + пенол-1 (0,3)	15
7	Вода + пенол-1 (0,5)	20
8	Вода + пенол-1 (1,0)	18
9	Вода + пенол-1 (2,0)	11
10	Вода + ГИПАН (0,5)	17
11	Вода + ГИПАН (1,0)	23
12	Вода + ГИПАН (2,0)	28
13	Вода + КМЦ (0,1)	21
14	Вода + КМЦ (0,15)	46
15	Вода + КМЦ (0,2)	66
16	Вода + КМЦ (0,5)	130
17	Вода + KCl (1,0)	15
18	Вода + KCl (2,0)	47
19	Вода + KCl (3,0)	131

основе пенола-1 (до 0,5 %), что обеспечивает значения t до 20 мин с более высокими выносящими свойствами и стабильностью. При бурении в условиях возможной минерализации пород, пластовых вод и наличия многолетнемерзлых пород рекомендуются ГЖС, в составе которых есть полимеры (ГИПАН, КМЦ), электролиты (KCl) при значении t от 28 до 131 мин. Во всех вышеперечисленных случаях предусматривается, что кратность пены $K_t = 10$.

Плотность ГЖС — важный технологический параметр, обеспечивающий вскрытие водоносных горизонтов и флюидосодержащих пластов, обладающих низким пластовым давлением. Применение ГЖС в таких случаях обеспечивает сохранение проницаемости этих коллекторов в их естественном состоянии. Кроме того, использование ГЖС с определенной их плотностью позволяет устранить ряд осложнений при бурении: поглощение промывочной жидкости и гидроразрыв горных пород.

Уравнение баланса масс для ГЖС, находящейся при атмосферном давлении P_0, имеет следующий вид

$$M_{0\text{см}} = M_{\text{ж}}(1-\varphi) + M_{\text{г}}\varphi, \tag{6.34}$$

где $M_{\text{ж}}$ и $M_{\text{г}}$ — масса жидкости и газа соответственно; φ — объемное содержание газа (воздуха) в составе ГЖС на устье скважины при P_0;

$$\varphi = \frac{V_0}{V_{\text{см}}}, \tag{6.35}$$

где V_0 — объем воздуха (газа) в составе ГЖС при давлении P_0; $V_{\text{см}}$ — объем ГЖС при давлении P_0.

Если $M_{0\text{см}} = V_{0\text{см}}\rho_{0\text{см}}$; $M_{\text{ж}} = V_{0\text{см}}\rho_{\text{ж}}(1-\varphi)$ и $M_{\text{г}} = V_{0\text{см}}\rho_{\text{г}}\varphi$, то из уравнения (6.34) можно получить зависимость для нахождения плотности смеси на поверхности

$$\rho_{0\text{см}} = \rho_{\text{ж}}(1-\varphi) + \rho\varphi. \tag{6.36}$$

Но при заполнении скважины смесью статическое давление на забое будет иметь величину, большую, чем атмосферное. Поэтому пузырьки газа, которыми произошло насыщение водного раствора (жидкости) на поверхности, будут сжиматься, что приведет к уменьшению их размера, величины объемного содержания газа φ, степени аэрации α по формуле (6.22) и, как следствие, плотности ГЖС. Задача об изменении плотности ГЖС по глубине впервые решена Р. И. Шищенко, Б. И. Есьманом, а впоследствии уточнена на кафедре разведочного бурения МГРИ-РГГРУ.

Допустим, что объем смеси при атмосферном давлении составляет

$$V_{0\text{см}} = (1-\varphi) + \varphi = 1. \tag{6.37}$$

Тогда по аналогии объем той же ГЖС на глубине будет равен

$$V_{\text{г. см}} = (1-\varphi) + \varphi\frac{P_0}{P}, \text{ при } V_{\text{г. см}} \neq 1. \tag{6.38}$$

Уравнение баланса масс для рассматриваемой ГЖС запишем в виде

$$\rho_{0\text{см}}V_{0\text{см}} = \rho_{\text{г. см}}V_{\text{г. см}}. \tag{6.39}$$

Решив уравнение (6.39) относительно $\rho_{\text{г. см}}$, получим

$$\rho_{\text{г. см}} = \frac{(1-\varphi)\rho_{\text{ж}} + \rho_{\text{г}}\varphi}{(1-\varphi) + \varphi\dfrac{P_0}{P}}. \tag{6.40}$$

Из-за малого значения плотности газообразной фазы $\rho_{\text{г}}$ в составе ГЖС можно принять, что $\rho_{\text{г}}\varphi \approx 0$, формула (6.40) принимает вид

$$\rho_{\text{г. см}} = \frac{(1-\varphi)\rho_{\text{ж}}}{(1-\varphi) + \varphi\dfrac{P_0}{P}}, \tag{6.41}$$

Таким образом, при определении значения плотности ГЖС на глубине при давлении P необходимо учитывать изменение объемного содержания газа φ, умножив его на отношение $\frac{P_0}{P}$.

Давление столба ГЖС в скважине на забое. В соответствии с уравнением (6.41) плотность ГЖС $\rho_{\text{г. см}}$ является переменной по глубине и зависит от величины давления P в рассматриваемом интервале. В реальной скважине на глубине H в ГЖС при давлении P будет содержаться газообразная среда в количестве $\varphi\frac{P_0}{P}$ и $(1-\varphi)$ исходной жидкости, на основе которой получена с помощью поверхностного оборудования ГЖС. Задача состоит в отыскании уравнения, в соответствии с которым можно найти величину давления в любом интервале скважины при переменном значении $\rho_{\text{г. см}}$.

Исходное дифференциальное уравнение:

$$dP = \rho_{\text{г. см}}g\,dH. \tag{6.42}$$

Подставив в (6.42) значение $\rho_{\text{г. см}}$ по формуле (6.41), получили уравнение для интегрирования его обеих частей:

$$\int_{P_0}^{P}\left[(1-\varphi) + \varphi\frac{P_0}{P}\right]\frac{dP}{(1-\varphi)} = \int_0^H \rho_{\text{ж}}g\,dH. \tag{6.43}$$

Решение этого уравнения следующее:

$$(P - P_0) + \frac{\varphi}{1-\varphi}P_0\ln\frac{P}{P_0} = \rho_{\text{ж}}gH. \tag{6.44}$$

В этом уравнении

$$P - P_0 = P_{\text{г. ст}}, \tag{6.45}$$

где $P_{\text{г. ст}}$ — статическое давление ГЖС, рассматриваемой на глубине H.

Поэтому давление на рассматриваемой глубине будет составлять

$$P = P_0 + \rho_ж g H - \frac{\varphi}{1-\varphi} P_0 \ln \frac{P}{P_0}. \quad (6.46)$$

Пользоваться уравнением (6.46) для инженерных расчетов можно методом подбора при конкретных значениях $\rho_ж$, φ величины давления P для определенного значения глубины скважины H. Однако это не совсем удобно.

При решении конкретных задач при вскрытии продуктивных залежей с низким пластовым давлением нефти, газа, нефтегазовых отложений, водоносных горизонтов величина давления P должна регламентироваться для исключения кольматации продуктивных горизонтов и сохранения их проницаемости для последующей эффективной эксплуатации. В этом случае принимают

$$P = P_{пл} = P_{см},$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление флюида или давление ГЖС на глубине.

В этом случае в уравнение (6.46) подставляем $P = P_{см}$ и решаем его для нахождения величины необходимого объемного содержания газа в ГЖС, имеющей на глубине H давление $P_{см}$. Решение получено в виде

$$\varphi = \frac{P_0 + \rho_ж g H - P_{см}}{P_0\left(\ln \frac{P}{P_0} + 1\right) + \rho_ж g H - P_{см}}. \quad (6.47)$$

Величину объемного содержания газа можно представить в виде

$$\varphi = \frac{Q_г}{Q_г + Q_ж}, \quad (6.48)$$

где $Q_г$ и $Q_ж$ — объемный расход газообразной фазы и жидкости (водного раствора).

Из формулы (6.48) получим

$$Q_ж = \frac{Q_г(1-\varphi)}{\varphi}. \quad (6.49)$$

Подставив в формулу (6.22) значение по уравнению (6.49), получим

$$\alpha = \frac{\varphi}{1-\varphi}. \quad (6.50)$$

Уравнение (6.46) можно записать, подставив вместо $\frac{\varphi}{1-\varphi} = \alpha$, в виде

$$P = P_0 + \rho_ж g H - \alpha P_0 \ln \frac{P}{P_0}. \quad (6.51)$$

Решив уравнение (6.51) относительно α и приняв $P = P_{см}$, можно определить необходимую величину степени аэрации приготовляемой на поверхности ГЖС для обеспечения вскрытия продуктивных пластов при указанном выше равенстве давлений:

$$\alpha = \frac{P_0 + \rho_ж g H - P_{см}}{P_0 \ln \frac{P_{см}}{P_0}}. \quad (6.52)$$

Полученные выше зависимости можно использовать для решения задач, например при выборе плотности и других параметров ГЖС для вскрытия водоносного горизонта, вскрытого на глубине H со статическим уровнем h пластовой жидкости плотностью $\rho_р$. В этом случае пластовое давление (Па) водоносного горизонта можно найти по формуле

$$P_{пл} = \rho_р g(H - h), \quad (6.53)$$

где $\rho_р$ — в кг/м^3; $g = 9{,}81$ м/с^2; H и h, м.

Далее, приняв конкретный вид ПАВ-пенообразователя и компонентный состав водного раствора для получения ГЖС по табл. 6.13, можно рассчитать по формуле (6.47) необходимую величину объемного содержания газообразной фазы φ в ее составе, приняв конкретное значение $\rho_ж$ — водного раствора и $P_{см} = P_{пл}$.

По формуле (6.36) рассчитаем величину плотности при атмосферном давлении $\rho_{0\,см}$ и ρ, а по формуле (6.41) при давлении $P_{см}$ на глубине H — величину $\rho_{г.\,см}$. Для получения ГЖС с такими параметрами необходимую величину степени аэрации находим по формуле (6.52).

При фиксированном значении объемного расхода жидкости находим объемный расход сжатого воздуха, подаваемого компрессором:

$$Q_г = \alpha Q_ж. \quad (6.54)$$

Таким образом, с использованием оборудования на поверхности по техническим схемам (см. рис. 6.10, *а, б*) приготовляют ГЖС с выбранной рецептурой и составом водного раствора при необходимой степени аэрации α, обеспечиваемой объемными расходами водного раствора $Q_ж$ и газообразной фазы $Q_г$, чем гарантируют эффективное вскрытие водоносного горизонта без его кольматации и сохранение проницаемости для эксплуатации.

При проектировании технологии бурения с использованием ГЖС необходимо чаще проводить анализ состава этих смесей и их плотности как основных параметров, обеспечивающих эффективное вскрытие низкодебитных и малонапорных продуктивных горизонтов. В этом случае такой анализ осуществляют путем сравнения необходимых значений плотности ГЖС у устья (при давлении P_0) по формуле (6.36) и на глубине H (при давлении $P = P_{см}$) по формуле (6.41). Целесообразно также рассчитывать величину средней по стволу скважины плотности ГЖС.

Если взять

$$P = P_0 + \rho_{см.\,ср} g H, \tag{6.55}$$

то из формулы (6.55) средняя плотность ГЖС будет описана зависимостью

$$\rho_{см.\,ср} = \frac{P - P_0}{gH}. \tag{6.56}$$

Проведя подстановку величины P по формуле (6.46) с учетом того, что $\alpha = \frac{\varphi}{1-\varphi}$, получим уравнение:

$$\rho_{см.\,ср} = \rho_ж - \frac{\alpha P_0}{gH} \ln \frac{P}{P_0}. \tag{6.57}$$

6.7. Расчеты, связанные с приготовлением промывочных жидкостей

При проектировании скважин основное внимание уделяют расчету потребного объема промывочной жидкости на различных этапах ее бурения, а также количеству необходимых материалов и химических реагентов для бурения всей скважины.

Необходимое количество промывочной жидкости определяют при последовательном рассмотрении всех интервалов сверху вниз, а затем производят суммирование объемов для каждого интервала. При этом возможны два случая при расчете необходимого количества промывочной жидкости.

1-й случай: полная замена промывочной жидкости. Этот вариант использования промывочной жидкости целесообразно применять при полной замене промывочной жидкости перед вскрытием продуктивной залежи углеводородов с выбором ее соответствующего вида и состава с целью обеспечения минимальной кольматации вмещающих отложений. Если промывочную жидкость предусматривают применять для бурения начального интервала скважины или когда необходимо провести полную замену ее вида, то объем промывочной жидкости находят по формуле

$$V = V_{исх} + V_{зап} + V_{бур}, \tag{6.58}$$

где $V_{исх}$ — исходный объем, м^3; $V_{зап}$ — запасной объем, м^3; $V_{бур}$ — объем промывочной жидкости, необходимый для бурения, м^3.

Если бурение только начинается, то

$$V_{исх} = V_{ц.\,с}, \tag{6.59}$$

где $V_{ц.\,с}$ — объем элементов циркуляционной системы, который находят по табл. 6.14.

Таблица 6.14. **Суммарный объем циркуляционной системы буровых установок**

Класс буровой установки	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й
Предельная глубина бурения, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000
Объем циркуляционной системы, м^3	60	60	90	90	120	150	180	240	300

При полной замене промывочной жидкости

$$V_{исх} = V_{ц.\,с} + V_{скв}, \tag{6.60}$$

где $V_{скв}$ — объем скважины в начале рассматриваемого интервала, м^3.

$$V_{скв} = \frac{\pi}{4} \sum_{i=1}^{m-1} \kappa_i d_i^2 l_i, \tag{6.61}$$

где d_i — диаметр скважины (долота), или внутренний диаметр обсадной колонны, м; κ_i — коэффициент, учитывающий кавернообразование; если породы устойчивые или спущена обсадная колонна, то $\kappa_i = 1$; при увеличении диаметра скважины или степени неустойчивости горных пород κ_i учитывается в пределах от 1,1 до 1,2; l_i — длина интервала с диаметром d_i, м.

Запасной объем промывочной жидкости определяют объемом скважины при окончании бурения рассматриваемого интервала, т. е.

$$V_{зап} = V_{скв}. \tag{6.62}$$

Объем промывочной жидкости для бурения скважины находят по формуле

$$V_{бур} = n_m l_m, \tag{6.63}$$

где l_m — длина интервала, в пределах которого действует норма n_m, м; n_m — норма расхода промывочной жидкости, м^3/м.

Норма расхода промывочной жидкости зависит от вида обсадной колонны, ее устанавливают экспериментально, и значения можно определить по следующим данным:

Вид обсадной колонны	Норма расхода промывочной жидкости, м^3/м
Направляющая	2,76
Кондуктор	2,53
Промежуточная	1,0
Хвостовик	0,53
Эксплуатационная	0,32

2-й случай: замена промывочной жидкости не предусматривается. Это наиболее рациональный способ корректировки свойств промывочной жидкости за счет пополнения ее объема и введения химических реагентов.

Если замена промывочной жидкости не предусматривается, то потребуется дополнительное ее количество для увеличения запасного

объема $\Delta V_{зап}$ и бурения рассматриваемого интервала $V_{бур}$, которое определяется по формуле

$$V = \Delta V_{зап} + V_{бур}, \quad (6.64)$$

где $\Delta V_{зап}$ — количество промывочной жидкости для увеличения запасного объема; $V_{бур}$ — количество промывочной жидкости, необходимое для бурения в рассматриваемом интервале.

Количество промывочной жидкости, необходимое для увеличения запасного объема, находят по формуле:

$$\Delta V_{зап} = V_{зап.\,m-1} + V_{зап.\,m}, \quad (6.65)$$

где $V_{зап.\,m-1}$ — запасной объем для предыдущего интервала по формуле (6.62); $V_{зап.\,m}$ — запасной объем для рассматриваемого интервала, найденный по той же формуле (6.62).

При $V_{зап.\,m-1} > V_{зап.\,m}$ пополнения запасного объема промывочной жидкости не требуется, т. е. $\Delta V_{зап} = 0$; при $V_{зап.\,m-1} < V_{зап.\,m}$ требуется увеличить объем $V_{зап.\,m-1}$ на величину $\Delta V_{зап}$, чтобы выполнить условие по формуле (6.65).

Величину $V_{бур}$ необходимо определять по формуле (6.63).

Расчет необходимого количества материалов и химических реагентов производят на основе разработанной рецептуры промывочной жидкости при бурении в каждом из выделенных интервалов. При этом возможны два варианта введения химических реагентов.

1-й вариант: если какой-то химический реагент (компонент) вводят в промывочную жидкость впервые, то обработке им подлежат исходный объем $V_{исх}$, запасной объем $V_{зап}$ и объем промывочной жидкости, расходуемый при бурении $V_{бур}$. В этом случае масса компонента для приготовления жидкости составит:

$$Q = Q_{исх} + Q_{зап} + Q_{бур}. \quad (6.66)$$

Масса компонента будет равна:

— для исходного объема:

$$Q_{исх} = aqV_{исх}; \quad (6.67)$$

— для запасного объема:

$$Q_{зап} = qV_{зап}; \quad (6.68)$$

— для объема промывочной жидкости, необходимого для бурения:

$$Q_{бур} = aqV_{бур}, \quad (6.69)$$

где a — повышающий коэффициент, учитывающий расход компонента на повторные обработки промывочной жидкости в процессе бурения. При первичном введении компонента $a = 1{,}0$; при каждом повторном введении компонента в состав используемой промывочной жидкости рассчитывают $Q_{исх}$ и $Q_{бур}$ при $\kappa = 1{,}1$; q — рациональная концентрация компонента в промывочной жидкости, кг/м^3.

Рациональная концентрация химического реагента (компонента) назначается в соответствии с выбранным составом промывочной жидкости для конкретного интервала.

2-й вариант: если рассматриваемый компонент уже присутствовал в промывочной жидкости при бурении предыдущего интервала и его концентрация должна быть выше в последующем интервале, то общий расход такого компонента находят по формуле (6.66).

В этом случае количество компонента для введения в исходный объем составит

$$Q_{исх} = (q_m - q_{m-1})V_{исх}. \quad (6.70)$$

Для запасного объема потребуется следующее количество компонента

$$Q_{зап} = (q_m - q_{m-1})V_{зап.\,m-1} + q_m \Delta V_{зап.\,m}. \quad (6.71)$$

Количество компонента для введения в промывочную жидкость при бурении составит

$$Q_{бур} = aq_m V_{бур.\,m}, \quad (6.72)$$

где q_m, q_{m-1} — рациональная концентрация компонента в рассматриваемом и предыдущем интервалах соответственно.

Определив по формуле (6.58) количество промывочной и с учетом конкретного случая применения промывочной жидкости по формулам (6.59—6.65), необходимо найти потребное количество глины:

$$m_г = \frac{V\rho_г(\rho_р - \rho_в)}{(\rho_г - \rho_в)}, \quad (6.73)$$

а также необходимое количество воды, т:

$$m_в = \frac{V\rho_в(\rho_г - \rho_р)}{(\rho_г - \rho_в)}, \quad (6.74)$$

Для составления технологического регламента промывочной жидкости необходимо определить средние расходы (т/м):

— глины:

$$q_г = \frac{m_г}{L_{скв}}; \quad (6.75)$$

— воды:

$$q_в = \frac{m_г}{L_{скв}}; \quad (6.76)$$

— компонента (химического реагента):

$$q_{ср.\,1,2,\ldots,n} = \frac{Q}{L_{инт}}, \quad (6.77)$$

где $\rho_в$, $\rho_р$, $\rho_г$ — плотность воды, раствора и глины соответственно, т/м^3; $L_{скв}$ — проектная глубина скважины, м; $L_{инт}$ — длина интервала скважины, в котором применяют в составе промывочной жидкости рассматриваемый компонент.

Литература

1. *Борисенко Л. В.* Выбор промывочной жидкости для бурения скважин.— М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 1991.
2. *Боголюбский К. А., Соловьев Н. В., Букалов А. А.* Практикум по курсу промывочные жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики.— М.: МГРИ, 1991.
3. *Калинин А. Г., Левицкий А. З., Мессер А. Г., Соловьев Н. В.* Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые.— М.: Недра, 2001.
4. *Калинин А. Г., Ошкордин О. В., Питерский В. М., Соловьев Н. В.* Разведочное бурение.— М.: Недра, 2000.
5. *Соловьев Н. В., Чихоткин В. Ф., Богданов Р. К., Закора А. П.* Ресурсо-сберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях.— М.: ВНИИОЭНГ, 1997.

ГЛАВА 7
БУРИЛЬНЫЕ, ОБСАДНЫЕ И КОЛОНКОВЫЕ ТРУБЫ

7.1. Назначение конструкции бурильных труб

При всех известных способах бурения бурильная колонна, составленная из бурильных труб, должна обеспечивать передачу от бурового станка вращение и осевую нагрузку породоразрушающему инструменту, охлаждать его и выносить на поверхность продукты разрушения потоком жидкости или воздуха в первых двух случаях в виде шлама по затрубному пространству и в третьем — в виде шлама и керна по центральному каналу. Кроме того, бурильная колонна должна выполнять ряд вспомогательных функций при тампонажных работах, борьбе с осложнениями в скважине, ликвидации аварий, проведении исследований в скважине и др.

Выполняя свои функции, бурильная колонна должна обладать высокой надежностью, противостоять как износовым, так и усталостным нагрузкам, быстро собираться и разбираться на свечи в виде нескольких труб или на отдельные трубы (в зависимости от высоты вышки или мачты), которые должны быть легкими и удобными в работе.

Отличительная особенность бурильных колонн муфтово-замкового соединения заключается в том, что диаметр их соединений существенно превышает диаметр трубы, что, с одной стороны, способствует быстрому износу их, с другой — ограничивает частоты вращения и осевые нагрузки из-за вибраций, возникающих вследствие значительных зазоров между трубой и стенками скважины. Собственно для бурения на нефть и газ эти недостатки несущественны, так как частоты вращения здесь весьма малы (до 150 $мин^{-1}$), а для создания осевых нагрузок применяют, как правило, утяжеленные бурильные трубы и, следовательно, вся колонна бурильных труб растянута.

В геологоразведочном бурении на твердые полезные ископаемые эффективность разрушения пород обусловлена прежде всего высокими частотами вращения и удельными осевыми нагрузками на породоразрушающий инструмент — буровые станки имеют вращение до 1500 $мин^{-1}$, а некоторые зарубежные для алмазного бурения — до 4500 $мин^{-1}$. Кроме того, при бурении неглубоких скважин поисковых, картировочных, инженерно-геологических утяжеленные трубы неприемлемы. Поэтому в геологоразведочном бурении широко применяют бурильные трубы

специального ниппельного соединения с цилиндрическими резьбами, благодаря которым колонна труб снаружи гладкая, что позволяет максимально приблизить ее наружный диаметр к диаметру скважины, т. е. создать наиболее благоприятные условия для ее работы на высоких частотах вращения и осевых нагрузках.

В СКБ «Геотехника» разработаны легкосплавные (алюминиевый сплав Д16Т) бурильные трубы ниппельного соединения (ЛБТН-42; ЛБТН-54; ЛБТН-68), которые используют преимущественно в алмазном бурении.

На производственных геологических предприятиях («Кировгеология», «Центргеология», «Союзгеологоразведка» и др.) разработаны и широко внедряются так называемые комбинированные бурильные колонны из труб ниппельно-замкового соединения. Например, в одной из таких конструкций бурильные трубы диаметром 50 мм с высаженными внутрь концами (ГОСТ 7909) и внутренней цилиндрической резьбой диаметром 41,5 мм (ГОСТ 8467) соединялись в свечи ниппелями диаметром 50 мм (ГОСТ 8462), в концы которых ввинчивались замки диаметром 57 мм, что значительно сократило зазор между бурильной колонной и стенкой скважины. Это позволило, как и в случае с легкосплавными трубами, резко увеличить частоты вращения и соответственно производительность алмазного бурения.

Известен положительный опыт использования этих труб в сочетании с легкосплавными в комбинированных бурильных колоннах, где они работали как утяжеленный низ.

Для бурения комплексами типа ССК были разработаны тонкостенные бурильные трубы диаметрами 55; 70; 43 мм, соединяемые по способу «труба в трубу», при котором резьбы трапецеидального профиля имеют минимальную конусность (1 : 32), что усложняет их изготовление и процесс свинчивания — развинчивания при спуско-подъемных операциях. Нарезаются они непосредственно на концах трубы без их высадки и без использования соединительных деталей, поэтому тело в резьбовой части трубы оказывается весьма тонким. Это обусловлено минимальной толщиной матрицы буровой коронки, вызванной необходимостью размещения в колонковой трубе съемного керноприемника и обеспечения необходимых удельных нагрузок на коронку в условиях бурения твердых пород. Успешное использование таких тонкостенных бурильных труб при высокочастотном алмазном бурении обеспечивается благодаря максимальному приближению диаметров трубы и скважины (55 и 59; 70 и 76; 43 и 46 мм) и, следовательно, минимальному их изгибу. Кроме того, ВИТРом был создан вариант таких бурильных труб с приваренными резьбовыми концами из более прочной стали.

Для бурения комплексами КССК-76-1200 и КССК-76-2000 были разработаны стальные бурильные трубы диаметром 70 мм с высаженными внутрь концами, соединяемые муфтами и замками диаметром 73 мм, а для бурения комплексами КССК-76М-2000 и КССК-76-3000 — стальные бурильные трубы диаметром 73 мм. Разъемные и неразъемные резьбы одинаковы: трапецеидальный профиль и конусность 1 : 16. Высадка и сварной шов обеспечивают более высокую прочность труб комплексов КССК в сравнении с трубами комплексов ССК. Для работы в компоновке со стальными трубами при бурении комплексами КССК созданы также легкосплавные (сплав Д16Т) трубы диаметром 71 мм со стальными замками диаметром 73 мм с применением тех же резьб. В составе колонны стальных труб имеются легкосплавные трубы с такими же резьбами, которые должны располагаться на таких участках бурильной колонны, на которых действуют минимальные растягивающие нагрузки и минимальный крутящий момент. Такая компоновка стальных и легкосплавных труб позволяет бурить комплексом КССК-76М-2000 скважины глубиной до 2750 м.

Основным отличием бурильных труб комплексов ССК и КССК от бурильных труб, применяемых в традиционном бурении, является увеличенный внутренний диаметр и гладкий внутренний канал образуемой ими бурильной колонны, необходимый для свободного прохождения съемного керноприемника. Это обеспечивается ценой снижения прочности труб в сравнении с трубами для традиционного бурения в результате уменьшения толщины стенок в резьбовой части. Однако, как было уже отмечено, снижение прочности компенсируется уменьшением зазора между стенкой скважины и колонной бурильных труб и, следовательно, снижением изгибающих нагрузок.

К концу 1980-х годов бурильные трубы для различных способов геологоразведочного бурения были представлены большим разнообразием конструкций, и стала очевидной назревшая проблема их унификации по диаметрам, толщинам стенок и применяемым резьбам.

В СКБ «Геотехника» был разработан ГОСТ Р 51510—99 «Трубы бурильные геологоразведочные». Все трубы восьми типов разбиты на три группы, характеризующие области их применения: 1-е бурение традиционное колонковое и бескерновое; 2-е бурение со съемным керноприемником и 3-е бурение с пневмо- и гидротранспортом керна.

К первой группе относят трубы:

— бурильные стальные универсальные (ТБСУ) диаметром 43; 55; 63,5; 70; 85 мм с приваренными замками тех же диаметров, разработанные взамен труб ниппельного и муфтово-замкового соединения, которые сочетают в себе преимущества тех и других: гладкую наружную поверхность с прочностью, удобством и быстротой свинчивания замковых резьб;

— бурильные легкосплавные (ТБЛ) тех же диаметров, что и трубы ТБСУ, разработаны взамен труб ниппельного соединения типа ЛБТН-42, ЛБТН-54, ЛБТН-68; унифицированы с замковыми резьбами труб ТБСУ;

— бурильные утяжеленные (ТБУ) диаметром 57; 73; 89; 108 мм с приваренными замками тех же диаметров; разработаны взамен труб УБТ-57, УБТ-Р-73, УБТ-89, УБТ-108; унифицированы с замковыми резьбами труб ТБСУ и ТБЛ.

Ко *второй группе* относят трубы:

— бурильные стальные легкой серии (ТБСЛ) диаметром 43; 55; 70; 89; 114 мм с приваренными резьбовыми;

— бурильные стальные тяжелой серии (ТБСТ) диаметром 55; 70; 85; 102 мм с приваренными замками, диаметры которых максимально приближены к диаметрам соответствующих труб;

— бурильные легкосплавные тяжелой серии (ТБЛТ) тех же диаметров, что и трубы ТБСТ, унифицированы с замковыми резьбами труб ТБСТ.

К третьей группе относят трубы:

— бурильные двойные с наружной стальной трубой (ТБДС) диаметром 48; 57; 73; 89; 108; 114; 127 мм с присоединенными на цилиндрической резьбе замками, диаметры которых максимально приближены к диаметрам соответствующих труб, частично (на трубах диаметром 48; 57; 73) унифицированы с замковыми резьбами труб ТБСТ и ТБЛТ;

— бурильные двойные с наружной легкосплавной трубой (ТБДЛ) диаметром 73; 89; 108; 127 мм, унифицированы с резьбами труб ТБДС тех же диаметров.

Трубы типа ТБСЛ разработаны ВИТРом, остальные семь типов — СКБ «Геотехника».

7.2. Основные параметры современных бурильных труб

Для традиционного способа бурения госстандартом (ГОСТ Р51510) предусмотрено три типа бурильных труб, приведенных на рис. 7.1 и в табл. 7.1.

Для *бурения со съемным керноприемником* предусмотрены два типа бурильных труб (рис. 7.2, табл. 7.2).

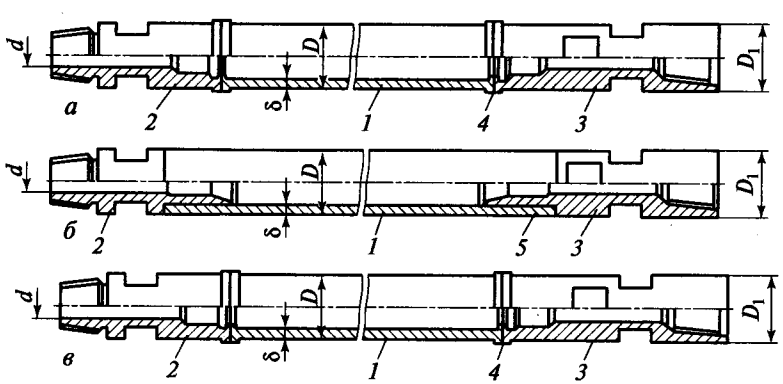


Рис. 7.1. Трубы бурильные для традиционного бурения:

а — стальные (ТБСУ); *б* — легкосплавные (ТБЛ); *в* — утяжеленные (ТБУ). *1* — труба; *2* и *3* — ниппель и муфта замка; *4* — сварной шов; *5* — неразъемное соединение на метрической цилиндрической резьбе

Таблица 7.1. **Трубы бурильные для традиционного бурения**

Основные размеры, мм				Масса 1 м трубы q, кг/м	Параметры резьбового соединения	
трубы		замка				
наружный диаметр D	толщина стенки δ	наружный диаметр D_i	внутренний диаметр d		Обозначение резьбы	Момент затяжки резьбы, Нм
1	2	3	4	5	6	7
Тип 1. *Трубы бурильные стальные универсальные (ТБСУ)**						
43,0	3,5	43,5	16	12,7	3—34	700
	4,5		16	15		
	6,0		16	18,6		
55,0	3,5	55,5	22	18,0	3—45	1600
	4,5		22	21,1		
	6,0		16	26,2		
63,5	3,5	64,0	28	21,7	3—53	2300
	4,5		28	25,5		
	6,0		22	31,8		
70,0	3,5	70,5	32	24,1	3—57	3000
	4,5		32	28,3		
	6,0		28	35,0		
85,0	3,5	85,5	40	32,4	3—67	4700
	4,5		40	37,6		
	6,0		28	47,1		
Тип 2. *Трубы бурильные легкосплавные (ТБЛ)* Прочные — П (без высадки концов)						
43,0	7,0	43,5	16	9,0	3—34	700
55,0	9,0	55,5	22	15,0	3—45	1600
63,5	9,0	64,0	28	18,8	3—53	2300
70,0	9,0	70,5	32	21,2	3—57	3000
85,0	9,5	85,5	40	29,3	3—67	4700
Повышенной прочности — ПП (с внутренней высадкой концов)**						
43,0	5,0	43,5	16	7,6	3—34	700
55,0	7,5	55,5	22	13,7	3—45	1600
	9,0			14,9		
63,5	7,5	64,0	28	17,2	3—53	2300
	9,0			18,6		
70,0	7,5	70,5	32	19,5	3—57	3000
	9,0			21,1		
85,0	9,0	85,5	40	30,4	3—67	4700

Продолжение табл. 7.1

1	2	3	4	5	6	7
Тип 3. *Трубы бурильные утяжеленные (ТБУ)****						
57	12	57,5	22	13,4	3—45	1600
73	19	73,5	22	25,0	3—57	3000
89	22	89,5	28	36,0	3—67	4700
108	26	108,5	28	52,0	3—86	8900

* Трубы диаметром 43 и 55 мм поставляются длиной 1,7; 3,2; 4,7 м, остальных диаметров — длиной 1,7; 3,2; 4,7 и 6,2 м. Масса 1 м приведена для труб длиной 3,2 м и для замков с прорезями под элеватор и вилки.

** Трубы поставляются длиной 3,2 и 4,7 м. Масса 1 м приведена для труб длиной 3,2 м.

*** Трубы поставляются длиной 4,7 и 6,2 м. Резьба 3—86 по ГОСТ Р50864.

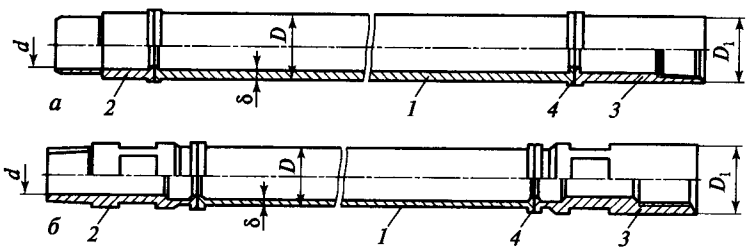


Рис. 7.2. Трубы бурильные легкой (*а*) и тяжелой (*б*) серий для бурения со съемным керноподъемником:

1 — труба; *2* и *3* — ниппель и муфта замка; *4* — сварной шов

Таблица 7.2. **Трубы бурильные для бурения со съемным керноприемником**

Основные размеры, мм				Масса 1 м трубы *q*, кг/м	Параметры резьбового соединения	
трубы		замка				
наружный диаметр *D*	толщина стенки δ	наружный диаметр D_1	внутренний диаметр *d*		Обозначение резьбы	Момент затяжки резьбы, Нм
1	2	3	4	5	6	7
Тип 1. *Трубы бурильные стальные легкой версии (ТБСУ)**						
43,0	3,5 4,8	43,5	33,5	3,5 4,4	СК-39	290
55,0	3,5 4,8	55,5	45,4	4,5 5,8	СК-51	470
70,0	3,5 4,8	70,5	60,4	5,8 7,7	СК-66	810
89,0	3,5 5,5	89,5	78,0	7,6 11,3	СК-85	1623
114,0	3,5 6,0	114,5	102,0	9,8 16,0	СК-109	2730

Продолжение табл. 7.2

1	2	3	4	5	6	7
Тип 5. *Трубы бурильные стальные тяжелой серии (ТБСТ)***						
55,0	3,5 4,5 7,0	57,5	41,0	4,9 5,9 8,3	СПК-50	2110
70,0	3,5 4,5 8,5	73,5	53,0	6,6 8,0 12,9	СПК-64	2700
85	3,5 4,5 6,5	89,5	72,0	7,9 9,4 12,6	СПК-82	3230
102	3,5 4,5 6,5	108,5	89,0	9,3 11,4 15,3	СПК-101	4260

* Длина труб диаметром 43,0 мм — 1,5 и 3,0 м; труб остальных диаметров — 1,5 и 4,5 м. Масса 1 м приведена для труб диаметром 43,0 мм при длине 3,0 м, для труб остальных диаметров при длине 4,5 м.

** Длина труб диаметром 55,0 мм — 1,7; 3,2; 4,7 м; труб остальных диаметров — 1,7; 3,2; 6,2 м. Масса 1 м дана для труб длиной 3,2 м.

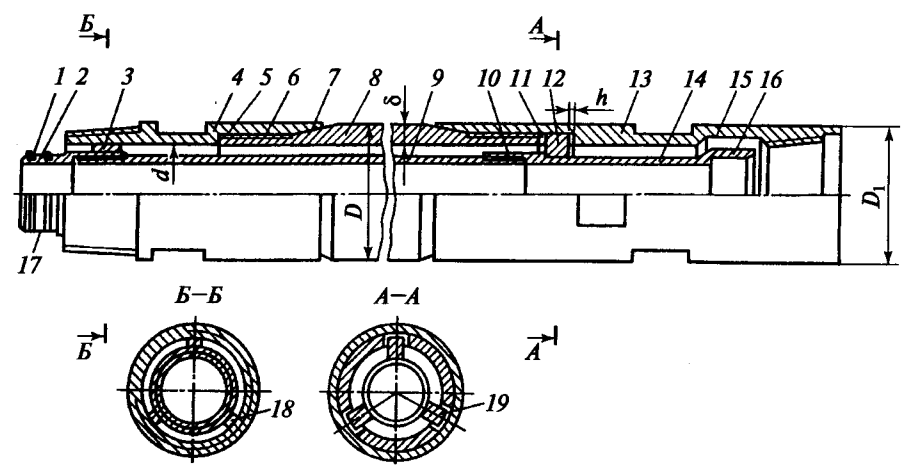


Рис. 7.3. Трубы двойные с наружной легкосплавной трубой (ТБДЛ):

1 — резиновые кольца; *2* — штуцер; *3* — нижний центратор; *4* — ниппель замка; *5* — торец трубы; *6* — цилиндрическая резьба; *7* — конические проточки; *8* и *9* — наружная и внутренняя трубы; *10* — цилиндрические пояски; *11* — обойма; *12* — верхний центратор; *13* — муфта замка; *14* — гильза; *15* — расточка; *16* — уширение; *17* — хвостовик; *18* и *19* — выступы. У труб ТБСД конические проточки *7* (соответствующие им расточки) отсутствуют

Таблица 7.3. **Трубы для бурения с пневмо- и гидротранспортом керна**

Основные размеры, мм				Масса 1 м трубы q, кг/м	Параметры резьбового соединения	
трубы		замка				
наружный диаметр D	толщина стенки δ	наружный диаметр D_1	внутренний диаметр d		Обозначение резьбы	Момент затяжки резьбы, Нм
1	2	3	4	5	6	7
Тип 7. *Трубы бурильные двойные с наружной стальной трубой (ТБДСТ)**						
48,0	3,5	57,5	41	4,8	СПК-50	2110
57,0	4,5	57,5	41	7,0	СПК-50	2110
73,0	5,0	75,5	56	9,8	СПК-64	2700
89,0	6,0	92,5	74	13,9	СПК-85	3580
108,0	7,0	116,5	88	20,3	СПК-101	4260
114,0	7,0	130,0	100	21,7	СПК-118	4980
127,0	7,0	130,0	100	24,3	СПК-118	4980
Тип 8. *Трубы бурильные двойные с наружной легкосплавной трубой***						
73,0	7,0	75,5	56,0	6,4	СПК-64	2700
89,0	8,0	92,5	74,0	8,6	СПК-85	3580
108,0	9,0	116,5	88,0	12,4	СПК-101	4260
127,0	9,0	130,0	100,0	14,9	СПК-118	4980

* Трубы диаметром 48,0 мм поставляют длиной 1,5; 2,0; 3,0 м; трубы остальных диаметров — длиной 1,5; 2,0; 4,0 м. Внутренняя труба легкосплавная следующих диаметров и толщин стенок: 32×3; 40×3; 48×3; $54\times3,5$; $83\times3,5$; $89\times3,5$; $102\times3,5$ мм.

** Трубы поставляют длиной 1,5; 2,0; 3,0 м. Внутренняя труба легкосплавная следующих диаметров и толщин стенок: 48×3; 54×3; $83\times3,5$; $102\times3,5$ мм. Для обоих типов труб масса 1 м приведена для длины 2,0 с учетом массы внутренней трубы.

Для *бурения с пневмо- и гидротранспортом керна* предусмотрены два аналогичных по конструкции типа бурильных труб: трубы бурильные двойные с наружной стальной трубой (ТБДС) и с наружной легкосплавной трубой (ТБДЛ) (тип ТБДЛ на рис. 7.3, табл. 7.3). В табл. 7.4 представлены параметры профиля их резьбы.

7.3. Назначение и современные конструкции обсадных и колонковых труб

Обсадные трубы предназначены для крепления (обсадки) буровых скважин, а также для изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации. Обсадные трубы собирают посредством резьбовых соединений в обсадные колонны. В геологоразведочном бурении обсадные трубы с использованием специальных технологий можно одновременно применять в качестве бурильных.

Колонковая труба — стальная труба, применяемая при колонковом бурении и являющаяся частью колонкового снаряда (набора), пред-

Таблица 7.4. **Параметры профиля резьбы**

Обозначение резьбы	Размеры профиля резьбы				
	Шаг, мм	Угол профиля*	Высота профиля, мм	Угол наклона	Конусность
3—34	4,233	60	1,926	4°45′48″	1:6
3—45; 3—53	4,233	60	2,500	5°42′38″	1:5
3—57; 3—67					
3—86	6,350	60	3,095	4°45′48″	1:6
СК-39	6,000	30	0,75/0,70**	0°53′42″	1:32
СК-51; СК-66	8,000	30	0,90/0,85**	0°53′42″	1:32
СК-85;СК-109	8,000	30	1,21/1,15**	0°53′42″	1:32
СПК-50	6,000	10	1,00/0,95**	1°47′24″	1:16
СПК-64	6,000	30	1,50/1,55**	1°47′24″	1:16
СПК-82	6,000	10	1,20/1,25**	0°53′42″	1:32
СПК-85	6,000	30	1,55/1,50**	1°47′24″	1:16
СПК-101					
СПК-118					

* Цифры в обозначении резьбы соответствуют ее наружному диаметру у большого основания конуса.

** Значение высоты профиля: в числителе — для наружной резьбы; в знаменателе — для внутренней.

назначена для приема и сохранения керна до его подъема, а также для выдерживания заданного направления скважины в процессе ее углубки. Верхний конец колонковой трубы ввинчивается в переходник для присоединения колонкового набора к бурильной колонне, а в нижний — кернорватель с буровой коронкой. Для повышения выхода керна применяют двойные колонковые трубы, в том числе с вращающейся и невращающейся внутренней трубой (см. двойные колонковые трубы и комплексы для бурения со съемным керноприемником).

Обсадные и колонковые трубы, одинаковые по конструкции, отличаются только по длине выпускают по ГОСТ 6238 безниппельного (труба в трубу) и ниппельного соединений. Причем последние получили преимущественное применение. Опыт эксплуатации в самых разнообразных геолого-технических условиях бурения показал недостаточную прочность и износостойкость этих труб, в особенности в резьбовых соединениях. В СКБ «Геотехника» в 2000 г. был разработан упрочненный вариант телескопа обсадных и колонковых труб с сохранением всех значений их диаметров и параметров резьб и введением взамен труб безниппельного соединения, не получивших практического применения, трубы с приваренными резьбовыми концами (вариант П), резьбы которых унифицированы с резьбами труб ниппельного соединения (вариант НП), а толщины стенок существенно уменьшены. Верхний конец трубы имеет внутреннюю резьбу, нижний — наружную, по аналогии с бурильными трубами, и, следовательно, колонна может собираться без использования ниппелей. Для присоединения к буровой коронке,

в случае применения трубы в качестве колонковой, стандартом предусмотрена специальная муфта с двумя внутренними резьбами.

К основным параметрам обсадных и колонковых труб относят размеры и массу труб и ниппелей типа П (рис. 7.4, табл. 7.5) и типа НП (рис. 7.5, табл. 7.6).

Форма и параметры профиля резьбы (правой и левой) для обоих типов труб приведены на рис. 7.6 и в табл. 7.7.

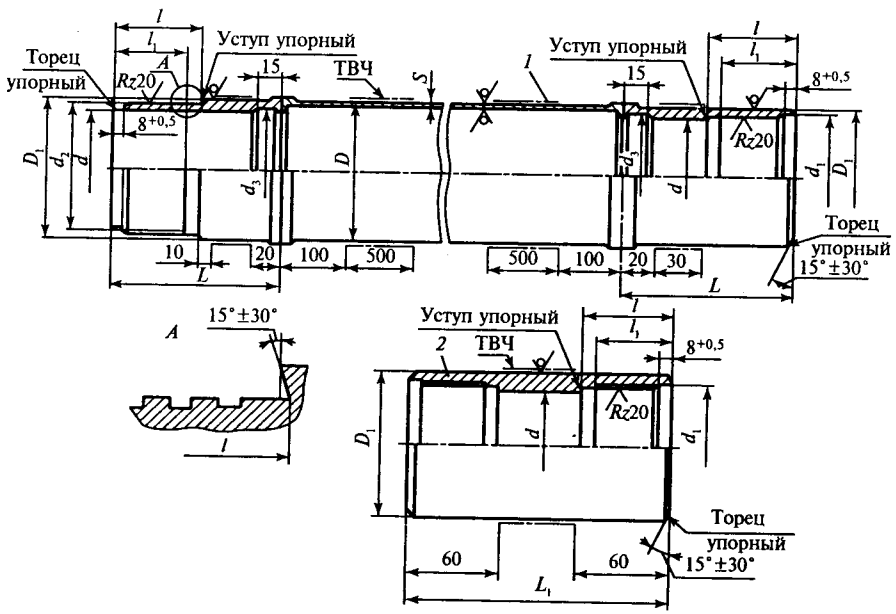


Рис. 7.4. Трубы обсадные и колонковые типа П:
1 — труба с приваренными резьбовыми соединениями; *2* — соединительная муфта

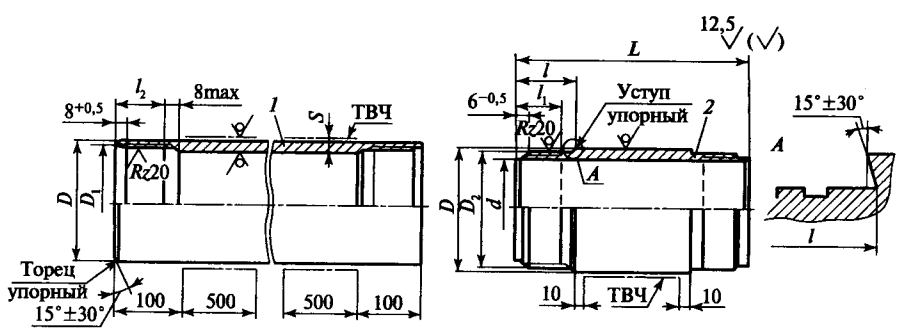


Рис. 7.5. Трубы обсадные и колонковые типа НП:
1 — труба; *2* — ниппель

Таблица 7.5. **Параметры обсадных и колонковых труб типа П (линейные параметры в мм)**

Обозначение размера трубы	Наружный диаметр трубы D	Наружный диаметр приварных концов и соединительной муфты D_1	Толщина стенки трубы S	Внутренний диаметр приварных концов и соединительной муфты d	Диаметр		Диаметр расточки под приварку d_3	Расстояние между упорными поверхностями приварных концов l		Длина резьбы с полным профилем l_1, не менее	Длина приварных концов L	Длина соединительной муфты L	Масса 1 м, кг			
					расточки d_1	проточки d_2		ниппеля	муфты				гладкой трубы	приварных концов		соединительной муфты
														ниппеля	муфты	
33,5×2,5	33,5	34	2,5	24,5	30,0	28,3	26,9	40	40	32	94	150	1,91	0,23	0,25	0,39
44×3,0	44	44,5	3,0	35,0	40,2	38,5	36,3	44	44	36	98		3,04	0,32	0,37	0,53
57×3,0	57	57,5	3,0	47,0	52,5	50,5	49,2	48	48	40	102		4,00	0,46	0,55	0,77
57×4,0			4,0				47,1						5,23	0,48	0,57	
73×3,5	73	73,5	3,5	61,5	68,2	66,5	64,1	52	52	44	106		6,00	0,71	0,75	1,03
73×4,5			4,5				61,9						7,60	0,74	0,77	
89×3,5	89	89,5	3,5	77,5	84,2	82,5	80,1	56	56	48	110		7,38	0,93	1,01	1,22
89×4,5			4,5				77,9						9,38	0,95	1,04	

Примечание. Трубы диаметром 33,5 и 44 мм поставляются длиной 1,0; 1,5; 3,0 м, диаметром 57 мм — 1,0; 1,5; 3,0; 4,5 м и диаметром 73 и 89 мм — 1,0; 1,5; 3,0; 4,5 и 6,0 м и могут быть использованы в качестве обсадных, в том числе с вращением (диаметры 57; 73 и 89 мм), и колонковых труб (диаметры 33,5; 44; 57; 73 и 89 мм).

Таблица 7.6. **Параметры обсадных и колонковых труб типа НП (линейные параметры в мм)**

Обозначение размера трубы	Наружный диаметр трубы, ниппеля D	Толщина стенки S	Внутренний диаметр ниппеля d	Диаметр		Масса 1 м, кг	
				расточки D_1	проточки D_2	трубы	ниппеля
25×3	25	3,0	—	21,7	—	1,63	—
33,5×3	33,5	3,0	24,5	30,0	28,0	2,26	0,5
44×3,5	44	3,5	34,0	40,0	38,0	3,50	0,7
57×4	57	4,0	46,5	52,5	50,0	5,23	0,8
57×4,5		4,5				5,83	0,8
73×4	73	4,0	62,0	68,5	66,0	6,81	1,0
73×5		5,0				8,38	1,0
89×4,5	89	4,5	78,0	84,5	82,0	9,38	1,3
89×5		5,0				10,36	1,3
108×4,5	108	4,5	95,5	103,5	101,0	11,49	2,4
108×5		5,0				12,70	2,4
127×5	127	5,0	114,5	122,5	120,0	15,04	2,6
146×5	146	5,0	134,0	141,5	139,0	17,39	2,8

Примечание. Длина под наружную резьбу l для труб диаметром 25—89 и 108—146 мм соответственно составляет 40 и 60 мм. Длина наружной резьбы с полным профилем l_1 для труб диаметром 25—89 и 108—145 мм соответственно составляет не менее 32 и 52 мм. Длина внутренней резьбы с полным профилем l_2 для труб диаметром 25—89 и 108—146 мм соответственно составляет не менее 36 и 54 мм. Длина ниппелей L всех диаметров — 170 мм. Допускается изготовление ниппелей с длиной резьбы с полным профилем, равной 30 мм для ниппелей диаметром 33,5; 44; 73 и 89 мм и равной 50 мм для ниппелей диаметром 108 мм.

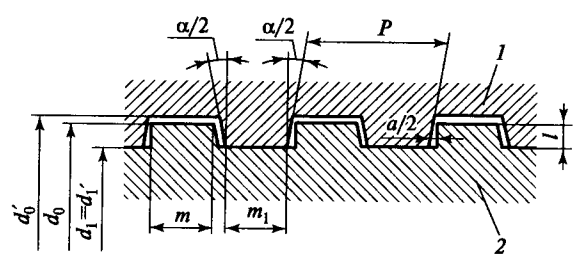


Рис. 7.6. Форма и параметры резьбы обсадных и колонковых труб:
1 — внутренняя резьба; *2* — наружная резьба

Колонковые трубы диаметром 25; 33,5 мм поставляют длиной 1,0; 1,5 и 3,0 м, диаметром 44 мм — 1,0; 1,5; 3,0 и 4,5 м и диаметром 57; 73; 89 и 108 мм — 1,0; 1,5; 3,0; 4,5 и 6,0 м. Обсадные трубы диаметром 57; 73; 89; 108; 127 и 146 мм поставляют длиной 1,0; 1,5; 3,0; 4,5 и 6,0.

Ниже приведены параметры и форма профиля резьбы обсадных и колонковых труб. Диаметры их для всех размеров труб — в табл. 7.7.

Таблица 7.7. **Диаметры резьб обсадных и колонковых труб, мм**

Номинальный диаметр трубы и ниппеля	Обозначение резьбы	Наружная резьба		Внутренняя резьба	
		наружный диаметр d_0	внутренний диаметр d_i	наружный диаметр d_0	внутренний диаметр d_i
25,0	21,5×4	—	—	21,525	20,0
33,5	29,8×4	29,8	28,3	29,825	28,3
44,0	40×4	40,0	38,5	40,032	38,5
57,0	52×4	52,0	50,5	52,040	50,5
73,0	68×4	68,0	66,5	68,040	66,5
89,0	84×4	84,0	82,5	84,050	82,5
108,0	103×4	103,0	101,5	103,050	101,5
127,0	122×4	122,0	120,5	122,060	120,5
146,0	141×4	141,0	139,5	141,060	139,5

Наименование параметра	Значение параметра
Шаг P, мм	4,000
Угол наклона боковых сторон профиля α/2	5*
Рабочая высота витка t, мм	0,750
Ширина витка у вершины, мм:	
наружной резьбы m	1,922
внутренней резьбы m_1	1,934
Наименьший зазор по ширине витка a, мм	0,012

* Предельные отклонения ширины витка — минус 0,12 мм, ширины впадины — плюс 0,12 мм. Отклонения по шагу резьбы должны быть компенсированы соответствующим уменьшением толщины витка (увеличением ширины впадины) в пределах поля допуска. По вершинам резьбы допускается закругление кромок радиусом не более 0,2 мм, а по впадинам — не более 0,1 мм.

Предельные моменты затяжки резьбовых соединений обсадных труб, при которых в опасном сечении резьбовых соединений напряжения достигают предела текучести материала, должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 7.8. Рекомендуемый запас прочности при затяжке резьб не менее 1,5.

Таблица 7.8. **Предельные моменты затяжки резьбовых соединений обсадных труб**

Обозначение размера трубы	Моменты затяжки, Нм					
	соединений труб типа НС			соединений труб типа П		
	по видам термообработки					
25	50	66	101	—	—	—
33,5	210	276	424	290	380	585
44	360	474	727	485	640	980
57	675	888	1364	830	1090	1680
73	1220	1605	2464	1940	2550	3920
89	1650	2171	3333	2905	3820	5870
108	2310	3040	4666	—	—	—
127	2015	3968	6090	—	—	—
146	3758	4946	7591	—	—	—

Примечание. Резьбовое соединение труб типа П имеет два упорных стыка — наружный и внутренний.

Пластмассовые трубы успешно используют при бурении скважин на воду и геотехнологических скважин при глубинах до 300 м.

Трубы стальные изготовляют четырех видов в зависимости от способа упрчнения их поверхности: Н — нормализованные; У — улучшенные; НЗ — нормализованные с поверхностной закалкой; УЗ — улучшенные с поверхностной закалкой.

Отклонение от соосности приварных замков и труб не должно превышать 0,3 мм у сварного шва и 0,1 мм на 100 мм длины детали приваренного шва у ее торца.

Кривизна (отклонение от прямолинейности) трубы не должна превышать 1 мм на длине 1 м на любом участке. Общая кривизна, измеряемая в середине трубы, не должна превышать 1/2000 ее длины.

Трубы бурильные, обсадные, колонковые и их соединения (ниппели и муфты) изготовляют из стали 36Г2С следующего химического состава:

Углерод	0,32—0,40
Марганец	1,5—1,8
Кремний	0,4—0,7
Хром	Не более 0,3
Никель	Не более 0,4
Сера	Не более 0,045
Фосфор	Не более 0,40

Допускается изготовление труб с упрочнением видов У и УЗ из стали 45. Механические свойства труб из стали 36Г2С и сварного соединения соответствуют указанным в табл. 7.9

Таблица 7.9. **Механические свойства упрочненных труб**

Наименование механических свойств	Нормы по видам упрочнения, не менее					
	Н	У	НЗ		УЗ	
			сердцевина	наружная поверхность	сердцевина	наружная поверхность
Временное сопротивление δ, Н/мм^2 (кгс/мм^2)	686 (70)	862 (88)	686 (70)	—	862 (88)	—
Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2 (кгс/мм^2)	490 (50)	755 (77)	490 (50)	—	755 (77)	—
Относительное удлинение δ_5, %	12	11	12	—	11	—
Твердость материала:						
HRC	—	26	—	45	26	47
HB	197	—	197	—	—	—

Трубы легкосплавные изготовляют из алюминиевого сплава Д16Т.

7.4. Расчет бурильной колонны на прочность. Обеспечение ее герметичности

Основные нагрузки, действующие на бурильную колонну

С начала бурения скважины бурильная колонна на всей длине находится в сжатом состоянии, так как своей массой и системой подачи бурового станка создает необходимую осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент. После того как масса колонны по мере углубки скважины достигнет величины этой необходимой осевой нагрузки, в колонне появляется так называемая нулевая зона, т. е. сечение, в котором сжатие переходит в растяжение, так как избыточная масса колонны с этого момента поддерживается во взвешенном состоянии.

Поскольку бурильная колонна передает породоразрушающему инструменту крутящий момент, осевую нагрузку доставляет к забою очистной агент, и между скважиной и колонной всегда имеется зазор, то на нее действует целый комплекс постоянных (статических), переменных и динамических нагрузок, а также внутреннее и наружное давление очистного агента.

Максимальные постоянные (статические) нагрузки — растяжение и кручение — действуют в верхней части колонны у устья скважины. Постоянными их называют потому, что они не меняют своего знака. В случае прихвата бурового снаряда значительный крутящий момент может возникнуть и в нижней призабойной зоне колонны бурильных труб. Эти нагрузки значительны по величине, и в случае несвоевременной отбраковки бурильных труб, достигших предельного состояния по износу, могут привести к их мгновенной поломке. Такие поломки возможны и в колонне новых бурильных труб, если по своей прочностной характеристике они не соответствуют мощности бурового станка.

Не менее опасны статические нагрузки изгиба для любого участка бурильной колонны, но в особенности на участках скважины, приуроченных к большим кавернам значительной протяженности. Об этом свидетельствуют многочисленные случаи появления в колонне сильно искривленных труб (до 1,5—3,0 мм/м при допуске на кривизну до 1,0 мм/м), выявляемых визуально без проведения специальных измерений кривизны.

Статические нагрузки, хотя и значительны по величине, но кратковременны по своему действию, сравнительно легко прогнозируемы и поэтому поломки под действием этих нагрузок могут быть своевременно предупреждены.

Наибольшую опасность для колонны бурильных труб представляют нагрузки переменного характера, которые по своей величине в 4—5 раз меньше статических, но они постоянно меняют знак нагрузки: растяжение (знак «+»), сжатие (знак «–»), создавая условия незаметного усталостного разрушения труб, действующие практиче-

ски непрерывно. Кроме того, они трудно прогнозируемы, и своевременное предупреждение их представляет большую проблему.

Как показали многочисленные исследования и практический опыт, основной знакопеременной нагрузкой является нагрузка изгиба, действующая на всей длине бурильной колонны, но наибольших значений достигает в сжатой и нулевой зонах. Переменная составляющая касательных напряжений весьма мала (до нескольких процентов по отношению к напряжениям знакопеременного изгиба), практически не оказывает влияния на общий запас прочности по переменным нагрузкам и в расчетах не учитывается.

На бурильную колонну действуют и динамические нагрузки, возникающие в результате крутильных, продольных и поперечных колебаний. При резонансных явлениях эти нагрузки могут привести к катастрофическим разрушениям бурильных колонн, но при нормальных режимах бурения они незначительны: не оказывают существенного влияния на прочность колонны — и поэтому в расчетах не учитываются.

Давление очистного агента в геологоразведочном бурении обычно не превышает 6,0 МПа и не опасно с точки зрения прочности колонны труб, но может приводить к значительным утечкам через их резьбовые соединения. Утечки возможны только в случаях, когда резьбы не затянуты с заданным крутящим моментом или нарушена плотность их стыка из-за перекоса упорных торца муфты и (или) уступа ниппеля (брак изготовителя), а также в результате попадания на их поверхность частиц шлама в процессе сборки (нарушение правил эксплуатации).

Практический опыт показал, что правильный уход за резьбой и предварительная затяжка резьбовых соединений при каждом спуске бурильной колонны в скважину обеспечат полную герметичность ее на весь период работы в очередном рейсе.

Расчет запаса прочности бурильной колонны

Расчет запаса прочности бурильной колонны непосредственно связан с вопросом ее устойчивости, которому уделено очень много исследований и публикаций как отечественных, так и зарубежных авторов.

Ряд авторов делает вывод, что колонна, теряя прямолинейную форму устойчивости, в растянутой, нулевой и в сжатой зонах приобретает плоско изогнутую форму. Другие считают, что в сжатой зоне она имеет пространственно-спиральную форму. В зависимости от предполагаемых форм устойчивости колонны разработаны соответствующие методы расчета запаса прочности.

В первом случае (плоско изогнутая форма) учитывают влияние частоты вращения, осевой нагрузки, зазора между колонной и стенками скважины и жесткость труб.

Во втором случае (пространственно-спиральная форма) учитывают только зазор и осевую нагрузку, так как считается, что колонна

как бы навита на стенки скважины и контактирует с ней не в отдельных точках, а по всей ее длине. В этих условиях изменение частоты вращения не влияет на шаг спирали, а приводит только к изменению сил прижатия колонны к стенкам скважины.

Из практики известно, что обрывы колонн присходят в основном в сжатой зоне, причем интенсивность внезапных отказов растет с увеличением частоты вращения. Следовательно, и в сжатой зоне существует и часто превалирует плоско изогнутая форма равновесия. Разносторонними исследованиями установлено, что в реальных условиях бурения колонна на любом участке может переходить из одной формы устойчивого равновесия в другую в зависимости от частоты вращения, осевой силы, условий трения о стенки скважины, радиальных зазоров и кривизны труб. При этом она может вращаться вокруг своей оси или(и) оси скважины, перекатываться по стенкам скважины, в том числе и в сторону противоположную вращения (обратная прецессия).

При расчетах на прочность, связанных с устойчивостью бурильной колонны, необходимо независимо от предполагаемой формы равновесия использовать тот метод расчета, который обеспечивает наибольший запас прочности.

Расчет запаса прочности бурильной колонны по статическим нагрузкам

Нормальные напряжения от растяжения при бурении скважины обусловлены массой бурильной колонны и достигают максимальных значений на верхнем ее конце. Здесь же своего максимума достигают касательные напряжения, вызванные крутящим моментом вращения колонны. Запас прочности рассчитывают из условия одновременного действия наибольших напряжений растяжения и кручения по третьей теории прочности

$$\vartheta = \frac{\sigma_т}{\sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2}}, \qquad (7.1)$$

где ϑ — запас прочности по статическим нагрузкам ($\vartheta = 1{,}5 - 1{,}4$); $\sigma_т$ — предел текучести материала тела бурильной трубы, МПа; σ — нормальное напряжение (растяжения, сжатия или изгиба), МПа; τ — касательные напряжения, МПа.

Напряжение растяжения $Q_р$ (в МПа) у устья скважины (в верхней бурильной трубе) определяют выражением

$$Q_р = \frac{Q_{кр}}{F} = \frac{K_{пр}\alpha q L \cos\theta_{ср}(1 + \mu \operatorname{tg}\theta_{ср})\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma_м}\right)}{F}, \qquad (7.2)$$

где $Q_{кр}$ — нагрузка на крюке при подъеме колонны с вращением или бурении ($Q_{кр} - P_{пр.и}$) при заданной осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент — $P_{пр.и}$; F — площадь поперечного сечения бурильной

ной трубы, м^2; $K_{пр}$ — коэффициент, учитывающий дополнительное сопротивление при подъеме, зависящий от интенсивности искривления и геолого-технических условий бурения, выбираемый в диапазоне от 1,2 до 1,8; при бурении скважин в крепких устойчивых породах с малой интенсивностью искривления и при больших радиальных зазорах $K_{пр} = 1{,}2$; в мягких породах при большой толщине глинистой корки на стенках скважины $K_{пр} = 1{,}6$; α — коэффициент, учитывающий увеличение веса колонны в зависимости от вида соединения; для муфтово-замкового соединения $\alpha = 1{,}1$, для ниппельного $\alpha = 1{,}05$; q — вес 1 м трубы, Н/м; L — длина колонны (глубина скважины), м; $\theta_{ср}$ — средний зенитный угол:

$$\theta_{ср} = \frac{2\theta_0 + J_0 L}{2}, \tag{7.3}$$

где θ_0 — начальный зенитный угол; J_0 — средняя интенсивность искривления, град./м; μ — коэффициент трения бурильных труб о стенки скважины, при практических расчетах $\mu = 0{,}3$; $\gamma_ж$, $\gamma_м$ — удельные веса соответственно промывочной жидкости и металла труб.

Касательные напряжения τ (в МПа) от действия крутящего момента находят из выражения

$$\tau = \frac{M_к}{W_к}. \tag{7.4}$$

где $M_к$ — крутящий момент в верхнем сечении колонны, Н · м (наибольшее значение имеет у устья скважины, по направлению к забою снижается за счет сопротивления трения колонны о жидкость и стенки скважины); $W_к$ — полярный момент сопротивления площади поперечного сечения трубы при кручении, м^3:

$$W_к = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{16D}, \tag{7.5}$$

где D и d — наружный и внутренний диаметры бурильной трубы, м.

Крутящий момент

$$M_к = \frac{N}{\omega}, \tag{7.6}$$

где N — мощность, затрачиваемая на бурение в рассматриваемом сечении, Вт; ω — частота вращения бурильной колонны, с$^{-1}$:

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \tag{7.7}$$

где n — частота вращения бурильной колонны, мин$^{-1}$.

Полная мощность в верхнем сечении колонны $N_{в.в}$ при геологоразведочном бурении состоит из мощности, затрачиваемой на холостое вращение колонны $N_{х.в}$; мощности, затрачиваемой на разрушение горной породы на забое скважины $N_{заб}$ и на преодоление сопротивлений, возникающих при трении гребней полуволны вращающейся колонны о стенки скважины при передаче осевой нагрузки $N_{доп}$, т. е.

$$N_{в.в} = N_{х.в} + N_{заб} + N_{доп}. \tag{7.8}$$

В нулевом сечении при бурении, где осевая сила отсутствует, $P_{пр.и} = 0$:

$$N_0 = N_{х.в(0-0)} + N_{заб} + N_{доп}. \tag{7.9}$$

$N_{х.в}$ в этом случае находят при значении $L = Z_{0-0}$. Здесь Z_{0-0} (в м) — координата нулевого сечения, отсчитываемая от точки забоя, определяемая из выражения

$$Z_{0-0} \cong \frac{P_{пр.и}}{\alpha q \cos\theta_{ср}}. \tag{7.10}$$

Для нижнего сечения, т. е. у забоя скважины,

$$N_{н.н} = 1{,}5 N_{заб}, \tag{7.11}$$

где 1,5 — коэффициент запаса.

При роторном бурении

$$N_{в.в} = N_{х.в} + N_{заб}. \tag{7.12}$$

Расчетные формулы для определения $N_{х.в}$, $N_{заб}$ и $N_{доп}$ рассмотрены в гл. 3.

Напряжения растяжения возникают в колонне бурильных труб лишь при условии, когда скважина достигает такой глубины, при которой необходимая осевая нагрузка превышает массу колонны при этой глубине.

Так, при использовании труб ТБСУ-43 с осевой нагрузкой 7,8 кН и 19,6 кН растянутая часть колонны появляется при глубине 150 и 600 м, а при использовании труб ТБСУ 63,5 мм — при глубине соответственно 125 и 300 м. Следовательно, значительную часть времени, а в неглубоких скважинах практически все время, бурильная колонна работает в условиях сжатия, при которых наибольшую опасность, в особенности на интервалах скважины с кавернами, представляет комбинация кратковременных, но значительных по величине, статических нагрузок изгиба и кручения. В этом случае запас прочности может быть также определен из зависимости (7.1), но в качестве нормальных здесь следует принять напряжения изгиба.

В случае плоско изогнутой колонны напряжение изгиба определяется зависимостью

$$Q_{из} = \frac{\pi^2 EJf}{l_n^2 W}, \tag{7.13}$$

где E — модуль продольной упругости, для стали $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па; J — экваториальный момент инерции площади поперечного сечения тела трубы, м^4:

$$J = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4) \approx 0{,}5(D^4 - d^4); \tag{7.14}$$

f — стрела прогиба бурильной колонны, м:

$$f = \frac{D_c - D}{2} \tag{7.15}$$

(D_c — диаметр скважины); l_n — длина полуволны прогиба в м как в сжатой, так и в растянутой частях бурильной колонны — приближенно вычисляют по формуле Г. М. Саркисова

$$l_n = \frac{10}{\omega}\sqrt{\pm 0{,}5Z + \sqrt{0{,}25Z^2 + \frac{EJ\omega^2}{gq}}}, \tag{7.16}$$

Z — координата рассматриваемого сечения бурильной колонны (м), отсчитываемая от нулевого (нейтрального) сечения (координата Z считается положительной в растянутой части колонны, а для сжатой части — отрицательной: для верхнего сечения координата $Z = L - Z_{0-0}$, для нижнего сечения координата $Z = Z_{0-0}$, а для нулевого сечения координата $Z = 0$); W — осевой момент сопротивления изгибу в расчетном сечении:

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}. \tag{7.17}$$

Длину полуволны для искривленной скважины можно рассчитать по формуле [7]

$$l_n = \frac{3{,}65}{\omega}\sqrt{\pm 0{,}5Zg\cos\theta_{ср} + \sqrt{0{,}25(Zg\cos\theta_{ср})^2 + 2{,}68\frac{EJ\omega^2}{q}}}. \tag{7.18}$$

Напряжения изгиба (в Па) в резьбовом соединении бурильных труб

$$Q_{из} = \frac{\pi^2 EJf_1}{l_n W_1}, \tag{7.19}$$

где $f_1 = \frac{D_c - d_м}{2}$ — стрела прогиба, м; $d_м$ — наружный диаметр муфты или ниппеля, м; W_1 — осевой момент сопротивления в опасном сечении, м^3:

$$W = \frac{\pi(D_1^4 - d_1^4)}{32D_1}, \tag{7.20}$$

где D_1 и d_1 — размеры опасного сечения по наружному и внутреннему диаметрам трубы или ниппеля в резьбовой части.

При расчете запаса прочности бурильной колонны по переменной нагрузке возникают трудности, которые не только усложняют, но и обусловливают его невысокую точность.

Первая трудность вызвана тем, что необходимо учесть многочисленные факторы, влияющие на допускаемое напряжение по переменной нагрузке. Для этого необходимо сначала испытать на стенде

и определить предел выносливости стандартного полированного образца, выполненного из того материала, который будет использован при изготовлении бурильной трубы или детали замка. Затем испытать аналогичные образцы, но с надрезом и определить коэффициент концентрации напряжений от резьбы и коэффициент, учитывающий постоянную составляющую от затяжки резьбового соединения.

Вторая — основная трудность связана с тем, что в резьбовом соединении, для которого определяется запас прочности по переменным нагрузкам и состоящем из двух деталей (ниппеля и муфты), неизвестно, как распределяется изгибающая нагрузка между ниппелем и муфтой. Поэтому невозможно определить действующее напряжение изгиба в опасном сечении, например в конусе ниппеля, что приводит к значительным ошибкам в расчете.

Чтобы упростить задачу и избежать этих ошибок, был разработан метод расчета запаса прочности не по напряжениям, а по нагрузкам. Для этого был создан специальный стенд для испытаний на знакопеременный изгиб натурных образцов бурильных труб с вращением при консольном изгибе с базой $5 \cdot 10^6$ для стальных труб и 10^7 для легкосплавных. Образец получает непрерывно действующий изгибающий момент в заданном сечении (тело трубы, сварной шов или резьбовое соединение) и вращается до поломки или без нее, пока не пройдет соответствующую базу. Максимальный изгибающий момент, при котором пройдут базу не менее трех образцов данного типоразмера, принимают в качестве предельного для испытываемого сечения образца ($M_{пред}$). Минимальные значения $M_{пред}$ всех существующих типоразмеров бурильных труб стандартизованы. Все испытания проводят на воздухе, так как специальными исследованиями было установлено, что коррозионная среда, присутствующая в резьбовом соединении, не оказывает существенного влияния на его сопротивление усталости. Это объясняется тем, что в герметичном резьбовом соединении отсутствует движение (перетекание) промывочной жидкости, и поэтому нет постоянного притока кислорода, без чего интенсивная коррозия невозможна.

Запас прочности определяют из прямого соотношения между предельным знакопеременным изгибающим моментом ($M_{пред}$), полученным на стенде, и действующим знакопеременным моментом изгиба в скважине (M_a):

$$\vartheta = \frac{M_{пред}}{M_a}. \tag{7.21}$$

При этом не учитывается постоянная составляющая сжатия или растяжения, действующая одновременно со знакопеременным изгибом, что не оказывает существенного влияния на запас прочности. Объясняется это тем, что действующие постоянные нагрузки в бурильной колонне пренебрежимо малы в сравнении с постоянной составляющей от предварительной затяжки в резьбовом соединении, которая, например в замковой резьбе трубы ТБСУ 63,5 мм, составляет около 60 т.

В скважине с интенсивностью искривления менее $I_\theta = 0{,}3$ град./м действующий изгибающий момент

$$M_a = \frac{\pi^2 EIf}{l_n^2}. \qquad (7.22)$$

Запас прочности колонны труб в такой скважине определяем из выражения

$$\vartheta = \frac{M_{\text{пред}} l_n^2}{\pi^2 EIf}. \qquad (7.23)$$

В скважине с интенсивностью искривления более $I_\theta = 0{,}3$ град./м действующий изгибающий момент

$$M_a = \pi EI \cdot I_\theta, \qquad (7.24)$$

где I_θ — интенсивность искривления скважины, град./м.

Запас прочности в этом случае определяют из выражения

$$\vartheta = \frac{1{,}8 M_{\text{пред}}}{\pi EII_\theta}. \qquad (7.25)$$

Поскольку $I_\theta = \frac{180}{\pi r_c}$, где r_c — радиус кривизны скважины, то

$$\vartheta = \frac{M_{\text{пред}} r_c}{EI}. \qquad (7.26)$$

Для нулевой зоны колонны запас прочности может быть определен непосредственно по частоте вращения из следующих зависимостей:

— для стальных труб:

$$\vartheta = \frac{2{,}16 \cdot 10^{-5} M_{\text{пред}}}{(Iq)^{0{,}5} fn}, \qquad (7.27)$$

— для легкосплавных труб:

$$\vartheta = \frac{3{,}72 \cdot 10^{-5} M_{\text{пред}}}{(Iq)^{0{,}5} fn}. \qquad (7.28)$$

Это позволяет упростить оценку и выбор запаса прочности по переменной нагрузке для наиболее нагруженного сечения сжатой зоны, предварительно рассчитав его для нулевого сечения по формуле (7.27) или (7.28), и затем путем умножения на переводной коэффициент K_ϑ (рис. 7.7) перейти к запасу прочности для сжатой зоны.

7.5. Оптимизация работы бурильной колонны

Интенсивность внезапных отказов (обрывов) бурильных труб — функция запаса прочности по знакопеременному изгибу

Время на ликвидацию обрывов бурильных колонн и вызванных ими аварий в бурении скважин не нормируется. Считается, что при качественном изготовлении и правильной эксплуатации бурильная

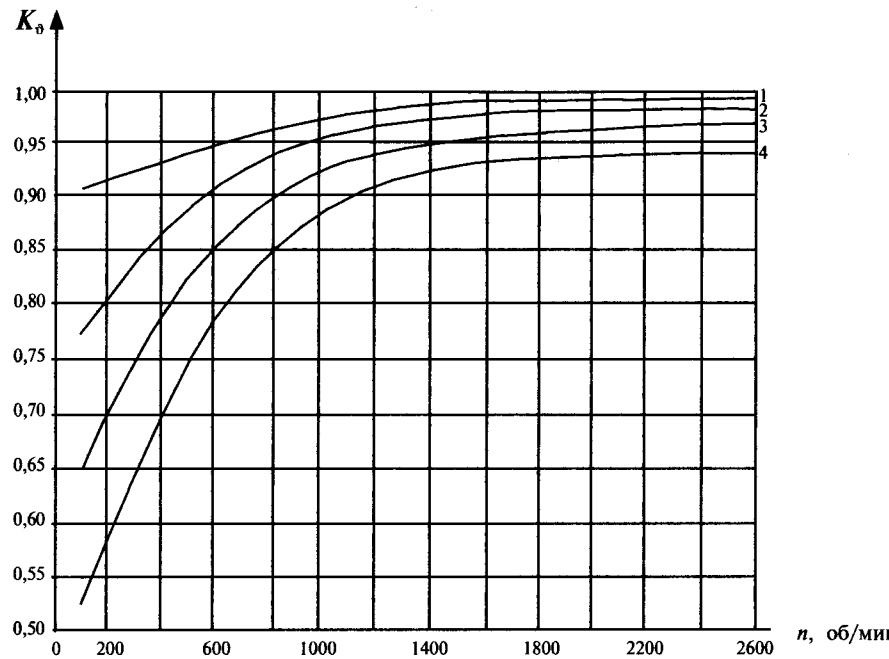


Рис. 7.7. Значения коэффициента приведения (K_ϑ) запаса прочности нулевого сечения бурильной колонны к запасу прочности наиболее нагруженного сечения ее сжатой зоны по знакопеременному изгибу при различных частотах вращения (n) и нагрузках на забой Q: *1* — 500; *2* — 800; *3* — 1400; *4* — 2000 кгс

колонна должна работать без поломок. Это справедливо для стандартизованных условий работы, для которых задан диапазон достаточно высоких значений запаса прочности (1,2—1,5), при которых усталостные нагрузки и вероятность поломок труб за ресурс малы, т. е. безотказность их весьма велика. Однако на практике такая высокая надежность не всегда экономически оправдана, так как обеспечивается весьма жестким ограничением параметров режима бурения, а следовательно, и его производительности.

Новые возможности появились после того, как на основе широких натурных испытаний бурильных труб были проведены специальные исследования и получены эмпирические зависимости интенсивности внезапных отказов (обрывов) резьбовых соединений бурильных труб от запаса прочности по знакопеременному изгибу. Применительно к замковым резьбам эта зависимость имеет вид

$$\lambda_ц = 7{,}6e^{-5\vartheta}, \qquad (7.29)$$

где $\lambda_ц$ — интенсивность отказов резьбового соединения, 1/ц; ϑ — коэффициент запаса прочности по знакопеременному изгибу.

Интенсивность отказов за один час работы колонны (принимая каждый оборот за один цикл) получим из выражения

$$\lambda = \lambda_{ц} 60n, \tag{7.30}$$

где n — частота вращения бурильной колонны, об/мин.

Поскольку в бурильной трубе наиболее уязвимыми являются замковые резьбы, что обусловлено многократной их сборкой и разборкой при спуско-подъемных операциях, интенсивность отказов всех типов бурильных труб будем оценивать по формулам (7.29) и (7.30).

В связи с внезапными отказами важным показателем надежности бурильной колонны является ее ремонтопригодность, которую оценивают средним временем ее восстановления после обрыва.

Для правильного выполнения этой оценки условимся внезапный отказ, при котором затраты времени на восстановление колонны < 8 ч, называть обрывом. Внезапный отказ, при котором время восстановления > 8 ч,— аварийным. Тогда время восстановления бурильной колонны при внезапном отказе в часах может быть выражено следующей зависимостью

$$T_{в.в} = T_{в.о} + T_{в.а} P_{а}, \tag{7.31}$$

где $T_{в.о}$ — время ликвидации обрыва для данной глубины скважины, ч; $T_{в.а}$ — время ликвидации аварийного обрыва (аварии) для данной глубины скважины без учета $T_{в.о}$, ч; $P_{а}$ — коэффициент аварийности обрыва — вероятность того, что обрыв может быть аварийным для данных условий бурения.

Существующая так называемая последовательная система отработки бурильной колонны обусловливает неравномерность использования ресурса труб. Действительно, при бурении первой скважины новой колонной наработку первой введенной в работу трубы можно принять равной времени бурения скважины, а наработкой трубы, введенной в работу последней, можно пренебречь. Очевидно, что в среднем наработка труб колонны равна половине времени бурения скважины. Степень равномерности отработки, т. е. отношение средней наработки к максимальной, составит 50 %, и, следовательно, колонна не достигает предельного состояния одновременно по всем элементам (трубам).

Для построения оптимальной системы отработки принимаем следующие исходные положения:

✓ трубы бурильной колонны отрабатываются комплектно. Комплект включает основной набор труб, обусловленный глубиной скважины, и резервный;

✓ комплект предназначен для бурения одной или группы близких по глубинам скважин;

✓ превалирующим видом отказов труб являются износовые отказы.

Оптимальной является система, при которой все трубы основного набора исчерпывают свой ресурс одновременно к моменту окончания

бурения скважины или группы скважин. При этом средний ресурс колонны $T_{к}$, очевидно, будет равен двум средним ресурсам трубы $T_{т}$:

$$T_{к} = 2T_{т}. \tag{7.32}$$

Для построения оптимальной системы зафиксируем следующие показатели

$$T_{т} = \text{const}; \quad L_{скв} = \text{const}; \quad l_{т} = \text{const}.$$

Изменим только время бурения скважины $T_{скв}$. Тогда число скважин, которые могут быть пробурены за время, равное среднему ресурсу колонны, определим выражением

$$n_{скв} = \frac{T_{к}}{T_{скв}}. \tag{7.33}$$

Выделив целую часть величины в формуле (7.33), введем обозначение

$$E(n_{скв}) = K_{скв}, \tag{7.34}$$

где E — условное обозначение целой части числа; $K_{скв}$ — целая часть величины $T_{к}/T_{скв}$.

Число $K_{скв}$ может быть четным или нечетным. При четном его значении равномерная отработка труб может быть достигнута, если при бурении последующей скважины порядок пуска их в работу изменить на обратный. Такую систему оптимальной отработки называют переменно-последовательной.

При нечетном $K_{скв}$ воспользуемся следующим приемом. Число $K_{скв}$ может быть представлено выражением

$$K_{скв} = 2h^{1} + 1,$$

где $h^{1} = 0,1,\ 2,\ ...;\ 2h^{1}$ — всегда четное.

Тогда при бурении $2h^{1}$ скважин следует применять переменно-последовательную систему, а при бурении последней $2h^{1}+1$-й скважины, после того как будет пройдена половина ее глубины, следует извлечь бурильную колонну из скважины, заменить ее второй половиной основного набора и по мере углубки скважины колонну наращивать извлеченными трубами, но в обратной последовательности. Эту систему называют комбинированной.

Таким образом, существуют две системы оптимальной отработки бурильной колонны, применение которых определяется четностью или нечетностью числа $K_{скв}$.

Отметим, что при выделении в формуле (7.34) целой части числа $n_{скв}$ остается неучтенным остаток:

$$0 \le r^{1} < 1.$$

Поэтому после окончания бурения группы из $K_{скв}$ необходимо произвести контрольное измерение труб. Если комплект пригоден к дальнейшему использованию, необходимо установить число скважин, которое предполагается пробурить дополнительно, и на этом основа-

нии принять решение о применении одной из оптимальных систем отработки. В условиях применения оптимальных систем отработки большое значение приобретает методика составления комплектов. Число труб основного набора комплекта определяется выражением

$$n_{\text{скв}} = \frac{L_{\text{скв max}}}{l_{\text{т}}}, \tag{7.35}$$

где $L_{\text{скв max}}$ — максимальная проектная глубина скважины из числа скважин, подлежащих бурению данным комплектом, м; $l_{\text{т}}$ — длина трубы, м.

Резервное число труб устанавливаем из следующих соображений.

Если бы все трубы колонны имели одинаковую долговечность и выходили из строя в результате износа, исчерпав свой ресурс, то не было бы необходимости создавать резервный набор. Однако долговечность труб неодинакова, и всегда существует некоторая вероятность их внезапных отказов. Неравномерность износа труб предопределяет значительную дисперсию их среднего ресурса, поэтому в состав комплекта вводят набор резервных труб, число которых может быть определено как разность между общим числом отказов за ресурс бурильной колонны и числом труб в основном наборе:

$$n_{\text{тр}} = n_{\text{т}}K_{\text{т}} + n_{\text{т}}T_{\text{т}}\lambda n_{\text{т}} = \frac{L_{\text{скв}}}{l_{\text{т}}(K_{\text{т}} + T_{\text{т}}\lambda - 1)}, \tag{7.36}$$

где $K_{\text{т}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность отработки трубы.

$$K_{\text{т}} = 1 + \frac{\delta^1}{T_{\text{т}}},$$

где здесь δ^1 — предельная ошибка выборки (среднего ресурса) в часах чистого бурения.

При оптимизации режима работы по условию сохранения высокой безотказности бурильной колонны, основным требованием к бурильной колонне является обеспечение ее высокой безотказности, например, в связи с тем, что обрыв колонны с большой вероятностью может привести к потере керна из-за сложных условий бурения. Поэтому интенсивность отказов бурильной трубы должна быть ограничена заданным допустимым значением

$$\lambda = \lambda_{\text{доп}}, \tag{7.37}$$

по которому сначала рассчитывают минимально допустимое значение запаса прочности по знакопеременному изгибу

$$\vartheta = f(\lambda_{\text{доп}}), \tag{7.38}$$

а затем и максимально допустимое значение частоты вращения колонны и осевой нагрузки на забой

$$n,\ Q = f(\vartheta_{\min}). \tag{7.39}$$

Оптимизация режима работы из условия обеспечения высокой производительности бурения

В этом случае режим бурения обусловлен необходимостью передачи породоразрушающему инструменту максимальной энергии исходя из статической прочности бурильной колонны и предельных возможностей бурового станка. Очевидно, что при этом износовые и переменные нагрузки будут максимальны, но поскольку они действуют не мгновенно, а в течение определенного времени, такой режим может быть реализован путем ограничения ресурса колонны.

Подобрав предельно возможный режим нагружения колонны данным буровым станком, находим запас прочности трубы по знакопеременному изгибу, который является минимальным для данных условий:

$$\vartheta_{\min} = F(n,\ Q). \tag{7.40}$$

Определим λ для полученного запаса прочности:

$$\lambda = f(\vartheta_{\min}) \tag{7.41}$$

и рассчитаем назначенный ресурс трубы

$$T_{\text{нт}} = \frac{1 - P_{\text{нт}}(t)}{60n\lambda_{\text{ц}}}, \tag{7.42}$$

где $T_{\text{нт}}$ — назначенный ресурс трубы, ч; $P_{\text{нт}}(t)$ — назначенная вероятность безотказность работы трубы за ее ресурс; n — частота вращения, об/мин; $\lambda_{\text{ц}}$ — интенсивность отказов трубы, соответствующая значению $\vartheta_{\min}$, 1/ч.

Решение задачи по выбору оптимального режима работы из условия минимальных затрат на бурение в практике буровых работ является наиболее распространенным, так как наряду с требованием к качеству и производительности необходимо обеспечить минимальную стоимость разведки, т. е. минимальные затраты на метр пробуренной скважины.

Стоимость скважины может быть представлена как линейная комбинация трех основных величин

$$C = C_1 + C_2 + C_3, \tag{7.43}$$

где C — стоимость скважины, руб./м; $C_1 = C_4/П$ — сумма расходов, изменяющихся в зависимости от производительности бурения с учетом затрат времени на ремонт (ликвидацию обрывов и связанных с ними аварий) бурильной колонны, руб./м (здесь C_4 — зарплата ИТР, амортизация, услуги, транспорт и некоторые (или так называемые прочие) материалы, руб./ч; П — производительность бурения, м/ч); C_2 — сумма расходов, связанных со стоимостью бурильных труб, руб./м; C_3 — сумма расходов, независящих от производительности, т. е. постоянных на 1 м бурения (зарплата рабочим, обсадные и колонковые трубы, износ, исключая бурильную колонну), руб./м.

Рассмотрим, как изменяется целевая функция С. По мере увеличения энергии, передаваемой породоразрушающему инструменту, механическая скорость бурения в определенных пределах возрастает, что способствует повышению производительности и снижению величины C_1. Одновременно растут переменные нагрузки, действующие на бурильную колонну, снижается запас прочности и возрастает интенсивность отказов, так как $\lambda = f(\vartheta)$, что приводит к увеличению затрат времени на ликвидацию обрывов и вызванных ими аварий, а следовательно, к снижению производительности бурения и увеличению C_1. Кроме того, будет также возрастать C_2 вследствие увеличения износа труб. Очевидно, что для каждого конкретного случая существует оптимальная нагрузка или режим бурения, при котором обеспечивается минимальное значение суммы рассматриваемых величин, т. е. целевой функции С.

Производительность бурения с учетом надежности бурильной колонны определяется выражением

$$П = \frac{2V_м}{K_1 + K_2},$$

где $V_м$ — механическая скорость бурения, м/ч; $K_1 = \lambda_{ср} n_т T_{в.в}$ — коэффициент, учитывающий затраты времени на ремонт бурильной колонны в процессе бурения в связи с внезапными отказами (здесь $\lambda_{ср}$ — средняя интенсивность внезапных отказов колонны, 1/ч; $T_{в.в}$ — время восстановления колонны при одном внезапного отказе, ч); $K_2 = 2(T_{м.д} V_м / L_{скв} + V_м t_{пр} + 1)$ — коэффициент, учитывающий затраты времени на монтаж-демонтаж и перевозки ($T_{м.д}$), а также на прочие операции (спуско-подъем, крепление скважины, геофизические исследования и т. д.) на 1 м бурения ($t_{пр}$), ч/м.

Составляющая

$$C_2 = n_т C_т (\lambda_{ср} + 1/T_т) 2V_м,$$

где $n_т$ — количество труб в бурильной колонне при средней глубине скважины, шт; $C_т$ — цена трубы, руб.; $T_т$ — средний ресурс трубы в стандартизованных условиях бурения, ч.

После подстановки и преобразований рассмотренных составляющих целевая функция принимает вид

$$C = C_4(\lambda_{ср} n_т T_{в.в}/2V_м + T_{м.д}/L_{скв} + t_{пр} + 1/V_м) + n_т C_т (\lambda_{ср} + 1/T_т)/2V_м + C_3. \quad (7.44)$$

Оптимальный режим работы колонны обеспечивается при условии

$$C = C_{min}.$$

Входящие в выражение (7.44) величины $V_м$, $\lambda_{ср}$, $T_т$ при прочих равных условиях зависят от частоты вращения бурового снаряда, и следовательно,

$$C = F(n).$$

7.6. Расчет обсадной колонны на прочность

При расчете на статическую прочность предельную глубину спуска обсадной колонны в скважину определяют по формуле

$$L = 1{,}02 \cdot 10^5 \sigma_т F/\vartheta q, \quad (7.45)$$

где $\sigma_т$ — предел текучести материала трубы, МПа; F — площадь сечения трубы по впадине резьбы, м^2; ϑ — коэффициент запаса прочности; q — удельная масса трубы, кг/м.

При $\vartheta = 1{,}5$ и $\sigma_т = 490$ МПа (сталь 36Г2С, вид термообработки Н и НЗ) предельная глубина спуска геологоразведочных обсадных труб составляет 2000—2700 м, а упрочненных (вид термообработки У, УЗ, $\sigma_т = 755$ МПа) на 54 % больше, т. е. до 4000 м.

Отсюда следует, что в большинстве случаев бурения геологоразведочных скважин рассчитывать обсадные колонны на допустимую глубину спуска не требуется, так как глубины их значительно меньше предельных.

Практическое значение имеет оценка допустимой силы растяжения обсадной колонны при извлечении ее из скважины, когда в дополнение к силам тяжести колонны ее удерживают силы сопротивления, возникающие на контакте со стенками скважины. Эта сила определяется выражением

$$Q = 1{,}02 \cdot 10^5 \sigma_т F/\vartheta, \quad (7.46)$$

где Q — допустимая сила растяжения, кгс; $\sigma_т$ в МПа; F в м^2.

При $\vartheta = 1{,}2$ (что достаточно, чтобы не разрушить резьбовые соединения) эта сила составляет для колонны обсадных труб (вид упрочнения Н и НЗ):

— диаметром 57 мм — 17 910 кгс;

— диаметром 146 мм — 46 273 кгс.

Расчет на внутреннее и наружное давление. Допускаемое внутреннее и наружное давление определяют по формуле

$$P = k\sigma_т 2\delta/D\vartheta, \quad (7.47)$$

где P — давление, МПа; k — коэффициент при расчете внутреннего давления, $k = 0{,}875$; наружного $k = 1{,}0$; $\sigma_т$ — предел текучести материала трубы, МПа; δ — толщина стенки опасного сечения трубы, м; D — наружный диаметр трубы, м; $\vartheta = 1{,}0—1{,}1$ — запас прочности.

В обсадных трубах нефтяного сортамента опасным является сечение по целому телу трубы, так как сечение в резьбовом соединении более прочно и герметично. В геологоразведочных трубах предусмотрены два типа резьбового соединения: с одним (наружным) упорным стыком — ниппельный тип НС и с двумя (наружным и внутренним) упорным стыком — приварной тип П (см. ГОСТ Р 51682—2000). В последнем наличие внутреннего стыка исключает проникновение промывочной жидкости в полость резьбы, а в ниппельном типе герметичность обеспечивается только наружным стыком, и промывочная

жидкость полностью заполняет зазоры в резьбовой паре. Поэтому в ниппельном типе труб опасным является сечение трубы по впадине резьбы, а в приварном — сечение трубы в целом теле и, следовательно, прочность последних на внутреннее и наружное давление пропорциональна отношению опасных сечений этих типов труб.

Например, опасное сечение трубы диаметром $73 \times 4{,}0$ мм типа НС равно 2,5 мм, и допускаемое наружное давление при $\sigma_т = 490$ МПа и $\vartheta = 1{,}0$ составляет 33,6 МПа, а у трубы $73 \times 4{,}0$ типа П опасное сечение по целому телу в 1,6 раза больше и допускаемое наружное давление равно 53,8 МПа.

Расчет обсадной колонны на прочность при использовании ее в качестве бурильной. В данном случае метод расчета аналогичен применяемому при расчете бурильной колонны (см. подразд. 7.4). Однако для выполнения такого расчета необходимо иметь величины предельных знакопеременных моментов изгиба, которые могут быть рассчитаны по следующей формуле:

$$M_{пред} = 10^8 (\sigma_{-1})_д W_и,$$

где $M_{пред}$ — предельный знакопеременный момент изгиба резьбового соединения трубы, Нм; $(\sigma_{-1})_д$ — предел выносливости трубы МПа (ГОСТ Р 51682—2000); $W_и$ — осевой момент сопротивления опасного сечения резьбы при изгибе, м^3; значения $(\sigma_{-1})_д$ приведены ниже.

Тип трубы и вид термообработки ее материала	$(\sigma_{-1})_д$, МПа
Трубы типа НС:	
нормализация (Н)	96
улучшение (У)	115
Трубы типа П:	
нормализация (Н)	120
улучшение (У)	140

Особенности конструкции и расчета пластмассовых обсадных труб. Преимущества пластмассовых труб обусловлены высокой стойкостью к агрессивным средам и легкостью материала. Однако прочность таких труб на два порядка ниже стальных и наиболее опасными для них являются нагрузки, приводящие к смятию и разрыву от перепада давления в скважине. Из-за низкой прочности материала колонна пластмассовых труб, имеющих резьбовое соединение, недостаточно надежна, поэтому для соединения их в колонну при спуске в скважину и разъединения колонны на трубы при ее извлечении в основном используют сварку.

Стандартных пластмассовых обсадных труб не существует, но в качестве обсадных могут быть использованы, например, напорные трубы из полиэтилена ГОСТ 18599, предусматривающего 27 диаметров труб от 10 до 630 мм с толщиной стенки от 2 до 45,5 мм, из которых могут быть подобраны трубы, близкие по диаметрам к стальным обсадным трубам. Эти трубы проходят испытания гидравлическим давлением при начальном контрольном напряжении в стенке 15,0 и 7,0 МПа для полиэтилена соответственно низкого и высокого давления. Пластмассовые трубы изготовляют и из других материалов. В связи с отсутствием точных расчетов пластмассовых труб на прочность для оценки допустимого давления на смятие ($p_{см}$) таких труб можно использовать полученные экспериментально следующие зависимости:

— для труб диаметром 110—160 мм из полиэтилена высокой плотности (ПВП):

$$p_{см} \approx 10(14{,}2 + 1{,}5\delta),$$

где δ — толщина стенки трубы, см;

— для труб диаметром 125—175 мм из винипласта (ВП):

$$p_{см} \approx 10(10{,}0 + 1{,}4\delta).$$

Литература

1. *Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Окмянский А. С.* Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин.— М.: Недра, 1984.— 200 с.
2. *Лачинян Л. А.* Работа бурильной колонны.— М.: Недра, 1992.— 214 с.
3. *Саркисов Г. М.* Расчеты бурильных и обсадных колонн.— М.: Недра, 1971.— 205 с.
4. *Сароян А. Е.* Теория и практика работы бурильной колонны.— М.: Недра, 1990.— 263 с.

ГЛАВА 8
БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН БЕЗ ОЧИСТНОГО АГЕНТА

8.1. Общая характеристика группы

В данную группу объединены пять различных видов бурения, обладающих рядом общих признаков:

— небольшие глубины скважин, обычно до 20—50 м, отдельные до 100 м (поскольку все относительно, такие глубины считаются небольшими для геологоразведочного бурения, при бурении нефтяных скважин неглубокими считаются скважины глубиной до 1000 м);

— бурение осуществляют без применения потока очистного агента, порода на забое при бурении либо уплотняется либо ее удаляют буровым инструментом;

— бурение ведут только в мягких и слабых породах (кроме ударно-канатного бурения, применяемого в любых породах).

Главные области применения, характерные для этой группы:

- ✓ инженерно-геологические изыскания;
- ✓ разведка россыпных месторождений;
- ✓ разведка стройматериалов;
- ✓ гидрогеологическое и мелкое водозаборное бурение;
- ✓ бурение скважин при поисково-съемочных работах;
- ✓ бурение взрывных скважин при сейсморазведке.

Основные данные видов и разновидностей бурения, входящих в данную группу, приведены в табл. 8.1.

В зависимости от области применения скважин их бурение связано со специфическими особенностями.

Особенности бурения скважин при инженерно-геологических изысканиях

Целью бурения при данном виде работ является изучение состава и физико-механических характеристик грунтов. Поставленная цель определяет необходимость отбора образцов с ненарушенными свойствами (монолитов). Требование отбора монолитов предопределяет сравнительно большой конечный диаметр скважины. В отдельных случаях получение информации о свойствах грунтов возможно без извлечения образцов (динамическая и статическая пенетрации). Глубины скважины обычно до 10—15 м, как правило, не превышают 30 м.

Таблица 8.1. **Характеристика видов бурения неглубоких скважин без очистного агента**

Виды и разновидность бурения		Параметры скважин		Категория пород	Области применения
		Глубина	Диаметры		
Ударное	Ударное бурение грунтов	15	89—168	I—III	Инженерная геология Разведка строительных материалов
	Ударно-канатное бурение	300 (500)	145—900	I—XII	Разведка россыпей Гидрогеология
	Медленновращательное и комбинированное	30 (100)	89—273	I—V	Инженерная геология Разведка россыпей
	Бурение внедрением и винтобурение	40	60—90	I—III	Инженерная геология Поисковые скважины
Вибробурение	Вибрационное	30	89—219	I—III	Инженерная геология
	Виброударное	30		I—IV	Разведка строительных материалов
	Виброударно-вращательное	40		I—V	Разведка россыпей
	Шнековое	60	60—250	I—IV	Инженерная геология Разведка строительных материалов Гидрогеология Взрывные скважины

Особенности бурения при разведке россыпных месторождений

При разведке россыпных месторождений бурение проводят, как правило, в сыпучих малосвязанных породах, часто с включением валунно-галечного материала, иногда в многолетнемерзлых породах. Главная цель бурения — точное геологическое опробование, отбор 100 % проб при исключении попадания в пробу материала со стенок скважины. Отсюда требование при бурении в неустойчивых породах: одновременно с бурением закрепление стенок скважины обсадными трубами, а при необходимости — с погружением труб впереди забоя (подробно см. в подразд. 13.1).

Особенности бурения гидрогеологических и водозаборных скважин

При проведении гидрогеологических изысканий и бурении водозаборных скважин главное внимание уделяют фиксированию и испытанию водоносных горизонтов. При этом необходимо обеспечивать изоляцию вскрытых горизонтов. Конструкция и конечный диаметр скважины определяются параметрами фильтра и водоподъемных средств.

8.2. Ударное бурение и его разновидности

Ударное воздействие для внедрения бурового инструмента и разрушения породы на забое скважины применяют при бурении в любых породах как в чистом виде, так и в комбинации с вращательным воздействием. Ударным способом можно разрушать породу по площади кольца — «кольцевым забоем» или по всей площади забоя — «сплошным забоем». При бурении кольцевым забоем порода в центре скважины не разрушается, а попадает внутрь инструмента и извлекается вместе с ним на поверхность в качестве образца. Ударное бурение кольцевым забоем применяют только в мягких породах. Инструмент, предназначенный для такого вида бурения, называют «стаканом».

В литературе встречаются различные названия этого варианта бурения — «ударное бурение кольцевым забоем», «ударное бурение стаканами», «ударное бурение грунтов». Авторами использован термин «ударное бурение грунтов».

Другая разновидность ударного бурения заключается в разрушение породы по всему забою с последующим извлечением разрушенной породы специальным инструментом. Такой вид бурения является универсальным, поскольку применяют в любых породах. Традиционное его название — «ударно-канатное бурение».

Ударное бурение грунтов применяют главным образом при инженерно-геологических изысканиях, разведке стройматериалов и гидрогеологических исследованиях. Основное назначение скважин — получение качественных образцов с ненарушенной структурой. Глубины скважин — 10—15 м, отдельные достигают 30 м.

При любом ударном бурении для разрушения или уплотнения породы на забое используют кинетическую энергию движущейся массы, реализацию которой можно осуществлять непосредственно на породу забоя либо посредством промежуточного инструмента. В соответствии со способом передачи энергии удара такое бурение подразделяют на два вида: бурение «клюющим» способом и бурение «забивными стаканами» (рис. 8.1).

При клюющем бурении стакан с утяжелителем на канате сбрасывают на забой скважины с достаточно большой высоты, внедряют в породу на глубину 2—20 см и поднимают на поверхность для извлечения образца. Затем операцию повторяют.

При забивном бурении стакан погружают в грунт серией наносимых по нему ударов массивным бойком забивного патрона, присоединенного к стакану. Спуск, извлечение стакана и нанесение по нему ударов производят с помощью каната. Величина погружения стакана за один спуск при таком варианте бурения составляет от 0,2 до 1,0 м.

При клюющем варианте бурения запас кинетической энергии падающего стакана непосредственно реализуется для внедрения инструмента в породу. Из закона сохранения энергии можно вывести

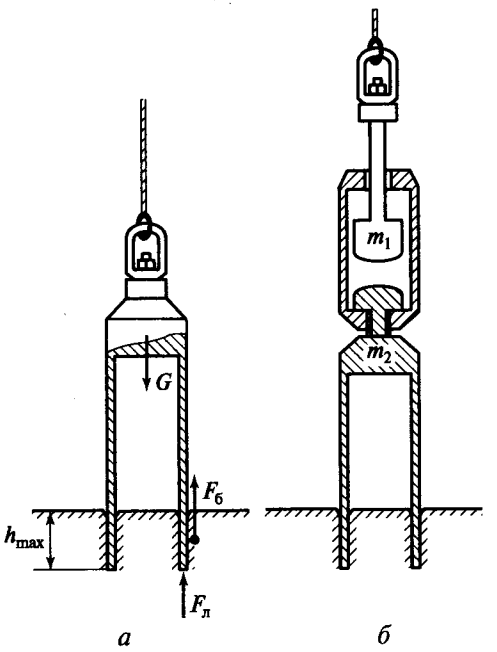


Рис. 8.1. Схемы ударного бурения грунтов:
а — клюющий способ; *б* — забивной способ

зависимость глубины погружения стакана при одиночном сбрасывании:

$$h_{max} = \frac{mV_0^2}{2\left(\sum_{i=1}^{n} F_c - mg\right)}, \qquad (8.1)$$

где m — масса стакана с утяжелителем; V_0 — скорость стакана в момент касания забоя; $\sum_{i=1}^{n} F_{ci}$ — сумма сопротивления со стороны грунта (лобовое сопротивление и боковое трение); mg — вес снаряда.

Учитывая, что скорость падающего груза пропорциональна высоте сбрасывания H, т. е. $V_0 = \alpha\sqrt{2gH}$, где α — коэффициент, учитывающий сопротивления воздуха и стенок скважины, и обозначив α^2 через k, получим зависимость

$$h = \frac{kmgH}{\sum_{i=1}^{n} F_{ci} - mg}. \qquad (8.2)$$

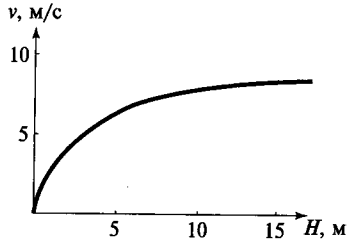


Рис. 8.2. Зависимость скорости стакана в момент встречи с забоем от высоты сбрасывания

Поскольку силы сопротивления внедрению $\sum_{i=1}^{n} F_{ci}$ намного больше силы тяжести mg, можно считать, что глубина внедрения стакана пропорциональна его массе и высоте сбрасывания.

Технология ударного бурения клюющим способом сводится к выбору массы инструмента и высоты сбрасывания. Масса стакана с утяжелителем должна быть по возможности максимальной, но и удобной при использовании легкого бурового оборудования. Для практического использования рекомендован инструмент массой 100—300 кг. С увеличением высоты сбрасывания возрастает конечная скорость падения и соответственно глубина внедрения. Однако характер возрастания скорости падения с увеличением высоты сбрасывания имеет затухающий вид (рис. 8.2), и поэтому большое увеличение высоты сбрасывания становится нерациональным. Рекомендованная высота сбрасывания — в пределах 3—8 м. Таким образом, величина углубки стакана за один сброс и производительность бурения зависит главным образом от свойств пород и составляет обычно от 5 до 20 см.

При ударно-забивном варианте бурения в отличие от клюющего углубка стакана происходит под воздействием серии ударов, наносимых активной массой m_1 по головке стакана (пассивной массе m_2). В этом случае величина погружения стакана за один удар зависит от величин активной и пассивной масс, их соотношения и скорости, приобретаемой пассивной массой в момент удара V_2, а также от сил сопротивления и веса снаряда и определяется выражением

$$h = \frac{(m_1 - m_2)V_2^2}{2\left(\sum_{i=1}^{n} F_{ci} - mg\right)}. \qquad (8.3)$$

Анализ теории и опытные данные показывают, что наиболее эффективно происходит внедрение стакана при примерном равенстве активной и пассивной масс, т. е. желательно, чтобы $m_1 \approx m_2$, при этом значения масс рекомендуется применять в пределах 50—150 кг. Высота сбрасывания ударника определяется конструктивными соображениями и обычно составляет 0,6—1,0 м.

При ударно-забивном бурении в технологические параметры входят частота ударов ударника, составляющая, как правило, 20—25 ударов в минуту (при наличии ударного механизма до 40), и глубина забивки стакана за один спуск (рейс). Углубку за рейс выбирают из условия допустимого уплотнения породы внутри стакана и возможности извлечения инструмента из скважины. Кроме того, из-за роста сил сопротивления скорость внедрения заметно снижается по мере внедрения стакана. Рекомендованная углубка за рейс заключается в пределах 0,2—0,6 м, хотя в отдельных благоприятных случаях она может достигать 1,0 и даже 1,5 м.

Выбор того или иного варианта ударного бурения грунтов зависит от свойств пород, требований к качеству образцов и глубин скважин. Наиболее важно сохранить свойства образцов при бурении в рыхлых, слабых породах. Более высокое качество образцов в этом случае дает клюющий способ. В рыхлых грунтах он будет более производительным, имея углубку за рейс 15—20 см. Необходимо учитывать, что с увеличением глубины скважины производительность клюющего способа бурения будет заметно снижаться за счет возрастания затрат времени на подъем и сброс стакана. Следовательно, клюющий способ бурения следует применять в рыхлых породах при малой глубине скважины. Забивной вариант ударного бурения более эффективен в плотных грунтах и при большей глубине скважин (более 10—15 м.)

При ударном бурении грунтов, как и для всех видов бурения, выделяют две основные группы технических средств: буровой инструмент и буровое оборудование.

Буровой инструмент для ударного бурения грунтов состоит из стаканов, утяжелителей, забивных патронов, желонок.

Стакан — отрезок трубы, имеющий на нижнем конце заостренную режущую кромку, на верхнем — резьбу для присоединения утяжели-

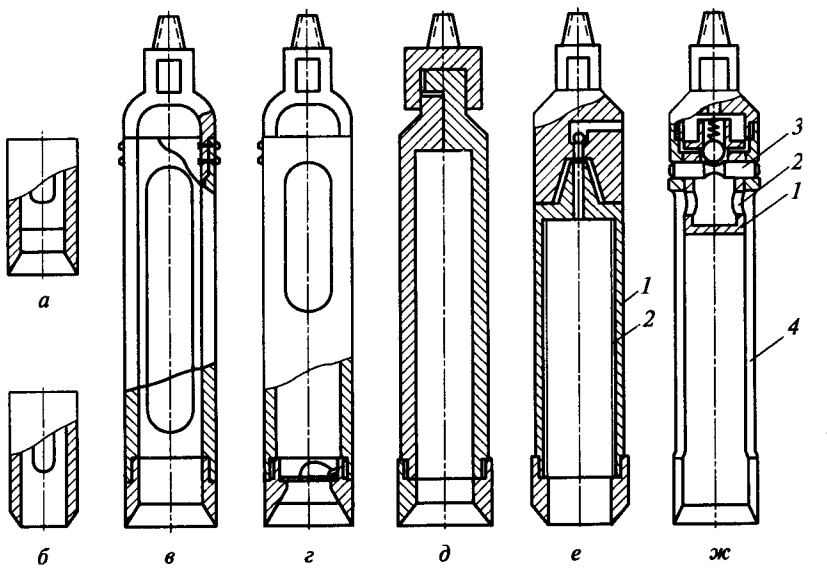


Рис. 8.3. Стаканы для ударного бурения грунтов:

а — наконечник с внутренним скосом; *б* — наконечник с наружным скосом; *в* — забивной стакан; *г* — стакан с клапаном (желонка); *д* — разъемный стакан; *е* — разъемный стакан с гильзой (*1* — разъемный корпус; *2* — керноприемная гильза); *ж* — поршневой стакан (*1* — поршень; *2* — отверстие в поршне для штыря; *3* — фиксатор поршня; *4* — пазы в корпусе стакана)

теля или ударного патрона. В зависимости от условий бурения применяют различные по конструкции стаканы (рис. 8.3).

Режущая кромка может быть выполнена непосредственно на теле трубы или на отдельном кольце — «башмаке», закрепленном на нижнем конце стакана резьбой, заклепками или сваркой. При бурении рыхлых грунтов применяют башмаки с внутренним скосом, что позволяет за счет некоторого уплотнения породы удерживать образец в стакане при подъеме его из скважины. В плотных грунтах нужно применять башмак с наружным скосом с целью предотвращения преждевременного уплотнения породы внутри стакана, которое приводит к образованию «пробки» и прекращению углубки. При бурении несвязных грунтов применяют стаканы с клапаном, или желонки.

Наиболее трудоемкой операцией при ударном бурении является извлечение образца из стакана. Для облегчения извлечения породы обычно стаканы имеют один или два продольных выреза. Такие конструкции наиболее просты и надежны, однако при извлечении возможно нарушение качества образца. Наиболее удобны в использовании стаканы с разъемным корпусом. Еще лучшими считаются разъемные корпуса с бумажными или полимерными гильзами. Значительно облегчается извлечение породы и сохраняется качество образца при использовании поршневого стакана. В таком стакане при бурении поршень находится в его верхней части. На поверхности в отверстие поршня вставляют неподвижный штырь, стакан натяжением каната перемещают вверх и поршень аккуратно выдавливает образец.

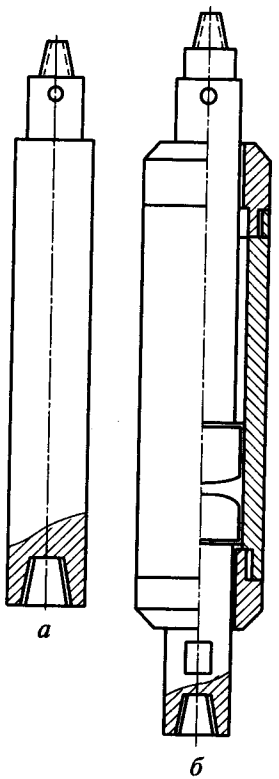


Рис. 8.4. Ударная штанга: *а* — утяжелитель; *б* — забивной патрон для ударного бурения грунтов

При клюющем способе бурения утяжелитель или ударную штангу присоединяют к стакану, образуя сплошной металлический стержень с резьбой на нижнем и с серьгой для каната на верхнем концах (рис. 8.4, *а*).

При забивном варианте ударного бурения к стакану присоединяют забивной патрон (см. рис. 8.4, *б*), состоящий из корпуса, наковальни и бойка с серьгой для каната.

Стаканы обычно изготовляют из стандартных обсадных труб или ниппельных заготовок с наружными диаметрами 73, 89, 108, 127, 146, 168, 219, 273 мм. Длина стаканов — от 0,5 до 1,5 м.

Оборудование при ударном бурении грунтов представлено буровой установкой, в состав которой входит легкая рама на одноосном прицепе, небольшая мачта, лебедка и двигатель внутреннего сгорания. Ударное воздействие осуществляют подъемом и сбрасыванием стакана с лебедки станка при ручном управлении лебедкой. Наиболее распространенные установки для ударного бурения грунтов — УПБ-15М (рис. 8.5), УБП-15М гидропроекта, БУКС-ЛГТ Ленгипротранса. Основные характеристики этих установок приведены в табл. 8.2.

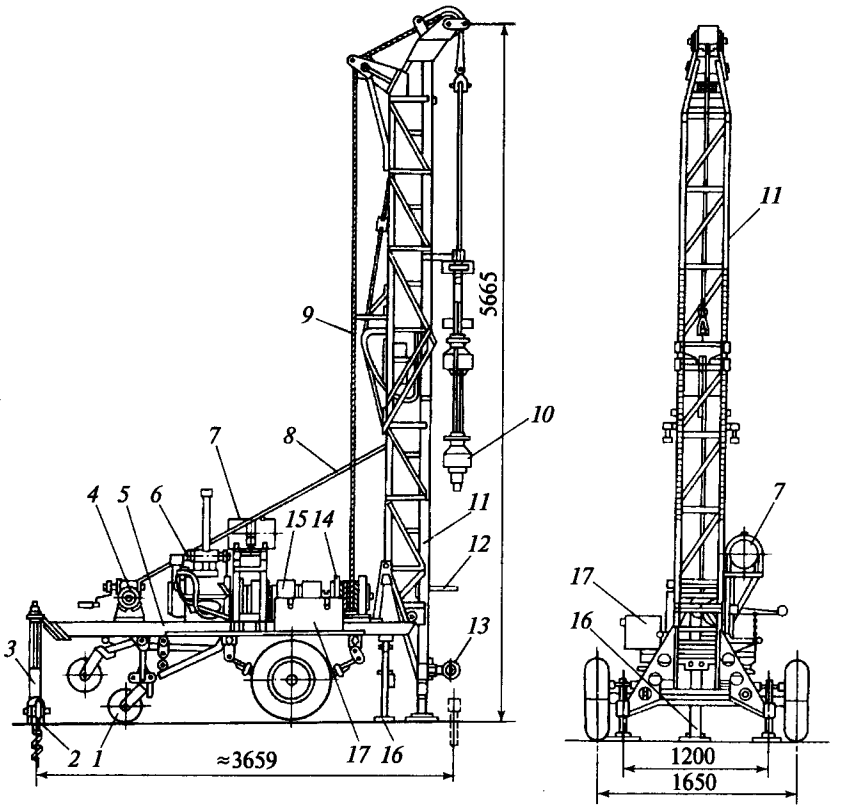


Рис. 8.5. Буровая установка ударного бурения грунтов УБП-15М:

1 — каток; *2* — стопор шнековый; *3* — анкер; *4* — лебедка ручная; *5* — рама; *6* — двигатель; *7* — бензобак; *8* — вспомогательный канат; *9* — канат; *10* — молот; *11* — мачта; *12* — центратор; *13* — направляющий ролик; *14* — лебедка; *15* — редуктор; *16* — задняя опора; *17* — ящик для инстумента

Таблица 8.2. **Характеристики установок для ударного бурения**

Параметры	Д-5-25	УБП-15М	БУКС-ЛГТ
Глубина бурения, м	25	15	15
Диаметр скважин, мм	146	168	168
Высота мачты, м	4,0	5,6	5,0
Масса, кг	345	1000	440

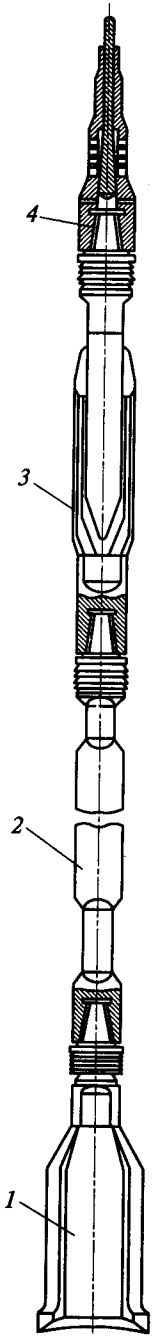


Рис. 8.6. Буровой снаряд для ударно-канатного бурения:
1 — долото; *2* — ударная штанга; *3* — раздвижная штанга; *4* — канатный замок

Из универсальных установок, предназначенных для различных видов бурения, для ударного бурения грунтов могут быть использовны БУЛИЗ-15, УБР-2М, БУГ-100 и др.

Большое разнообразие инструмента и оборудования для ударного бурения грунтов (как и для некоторых других видов неглубокого бурения) вызвано не столько разнообразием геолого-технических условий, сколько многочисленностью организаций (ведомств), создающих такую технику.

Ударно-канатное бурение в отличие от ударного бурения грунтов, т. е. кольцевым забоем, применяют к классической разновидности ударного бурения, когда породу разрушают по всей площади забоя долотом, а затем разрушенную породу извлекают из скважины другим инструментом — желонкой. Несмотря на то что объемы и области применения ударно-канатного бурения постепенно сокращаются, оно все-таки имеет еще довольно широкое применение при разведке россыпей, бурении гидрогеологических и водозаборных скважин. Значительно реже применяют при разведке стройматериалов и бурении специальных скважин.

Используют ударно-канатное бурение практически в любых породах, включая валунные и крупнообломочные отложения. Глубина скважин обычно достигает до 50—150 м, но отдельные — 300 и даже 500 м, диаметры скважин — от 150 до 900 мм.

Достоинствами ударно-канатного бурения являются высокое качество (незагрязненность) проб, максимальный дебит водозаборных скважин, вертикальность ствола скважины, возможность проходить скважины в особо сложных геологических условиях, в частности с одновременной или опережающей обсадкой скважины трубами. Недостатки — низкая производительность, большие затраты обсадных труб (металлоемкость).

Буровой инструмент в ударно-канатном бурении бывает четырех групп: *технологический*, включающий буровой снаряд и желонки; *вспомогательный,* для сборки снаряда и работы с обсадными трубами, *специальный* — обсадные трубы и приспособления для преодоления осложнений в скважине и *аварийный.*

Для разрушения породы используют буровой снаряд, состоящий из четырех элементов: долота, ударной штанги, раздвижной штанги и канатного замка (рис. 8.6). В отдельных случаях при бурении неглубоких скважин в мягких породах в снаряд можно не включать раздвижную штангу, а иногда и канатный замок.

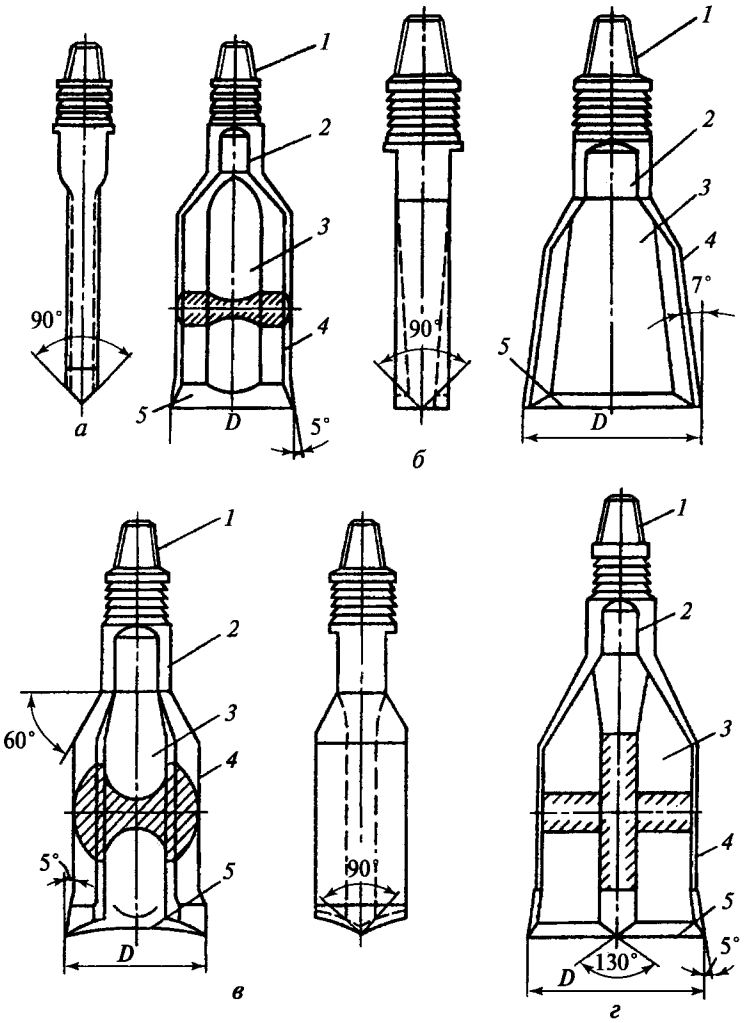


Рис. 8.7. Долота для ударно-канатного бурения:
а — плоское; *б* — двутавровое; *в* — округляющее; *г* — крестовое

Долота (рис. 8.7) изготовляют из углеродистой инструментальной стали с последующей термической обработкой. В нижней части долота имеется лезвие *5*, в верхней части — шейка *2*, заканчивающаяся конусной резьбой *1*. Между шейкой и лезвием находятся лопасти *3* с боковыми ребрами *4*, служащими для округления стенок скважины. Угол

заточки лезвия долота (угол приострения) выбирается в зависимости от твердости буримых пород от 70° для мягких пород, до 130° — для самых твердых пород и валунов. Поскольку ударно-канатное бурение применяют в различных породах, в соответствии с породами используются и разные типы долот.

В мягких породах применяют плоское долото с углом приострения лезвия 70—90° (см. рис. 8.7, *а*), в вязких, липких породах, сухих глинах и в галечниках лучше использовать двутавровое долото, лезвие которого имеет выступающие в обе стороны борта, способствующие формированию округлой формы забоя (см. рис. 8.7, *б*). В твердых породах и при встрече валунов в мягких породах применяют округляющее долото, имеющее широкие ребра и вогнутое лезвие с углом приострения 110—130° (см. рис. 8.7, *в*) и отличающее массивностью. В трещиноватых породах во избежание заклинивания долота и при встрече одиночных валунов во избежание искривления скважины надо применять крестовое долото (см. рис. 8.7, *г*). Размеры долот выбирают в зависимости от диаметра скважины и с учетом получения оптимального веса снаряда. Предельные значения параметров долот приведены ниже.

Параметры	
Длина лезвия долота, мм	148—850
Длина долота, мм	650—1500
Масса долота, кг	42—1400

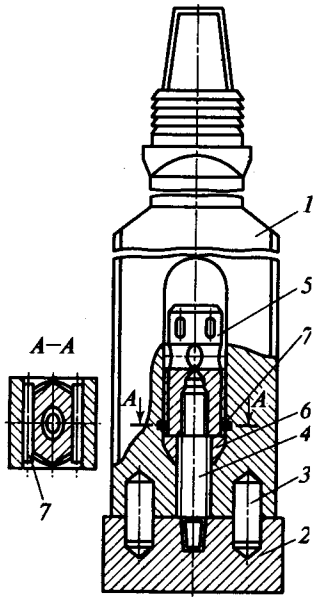


Рис. 8.8. Долото со сменными лезвиями

В процессе работы лезвие долота затупляется, и долото необходимо перезаправить, что выполняется отковкой лезвия долота в кузнице. Поскольку перезаправка долот и особенно их транспортировка весьма трудоемки, были разработаны и успешно применяются долота со сменными лезвиями. Такие долота, кроме снижения трудоемкости по перезаправке, являются и более износостойкими, а также позволяют оперативно подбирать тип лезвия (долота) и угол его заточки при изменении буримых пород.

Долото со сменным лезвием (рис. 8.8) состоит из корпуса *1* и лезвия *2*. Лезвие насаживают на корпус на гладкие шпильки *3* для обеспечения жесткости и прочности, которые воспринимают тангенциальные нагрузки. Крепление лезвия к корпусу производят центровой шпилькой *4*, один конец которой ввинчен в лезвие, другой притянут гайкой *5*, опирающейся на шайбу *6*. Самоотвинчивание гайки предотвращают штифты *7*, вставленные в зазоры между стенкой

окна корпуса и ее лысками на поверхности. Крепление различных типов лезвий к корпусу долота идентично, что создает возможность при их смене получать долото различного назначения.

Ударная штанга, предназначенная для увеличения и регулирования массы бурового снаряда, представляет собой круглый сплошной стальной стержень с резьбовыми концами. Ударная штанга может быть гладкой или с высаженными концами (см. рис. 8.6). Длина ударных штанг для удобства подбора рациональной массы снаряда может быть 2, 4 и 6 м, диаметры от — 112 до 220 мм, масса — от 300 до 1300 кг.

Раздвижная штанга (ножницы). Для нормального бурения и разрушения породы на забое скважины участие раздвижной штанги в буровом снаряде не требуется. Включается она в снаряд с профилактической целью на случай заклинивания или прихвата долота. В таких случаях раздвижная штанга позволяет выбивать заклиненный снаряд.

Раздвижная штанга (см. рис. 8.6) состоит из двух, скользящих относительно друг друга звеньев. У рабочей раздвижной штанги относительный ход звеньев составляет 250 мм, у аварийной — 500—600 мм. Диаметр у раздвижных штанг — от 120 до 260 мм, длина (в раздвинутом состоянии) — от 1600 до 2200 мм, масса — от 112 до 490 кг. При оценке веса снаряда, участвующего в разрушении породы, надо учитывать только половину веса раздвижной штанги.

Канатный замок с поворотным устройством (рис. 8.9) предназначен для обеспечения надежного крепления снаряда с канатом и для автоматического равномерного поворачивания снаряда после каждого удара по забою. Замок состоит из корпуса с резьбой в нижней части, предназначенной для соединения со снарядом, и втулки с внутренним конусом, свободно размещенной в цилиндрической расточке корпуса. Надежность закрепления каната достигается тем, что пропущенный в отверстие замка и втулки конец каната расплетается и каждая проволочка загибается вверх, затем эта часть каната с большим усилием станком затягивается в коническую часть втулки и заливается в ней расплавленным свинцом. Поворачивание снаряда происходит за счет раскручивания каната при подъеме снаряда под действием натяжения и обратного закручивания каната. Для облегчения поворачивания втулки между ней и корпусом устанавливают бронзовую шайбу, а в корпусе делают боковые отверстия для проникновения жидкости, снижающей трение.

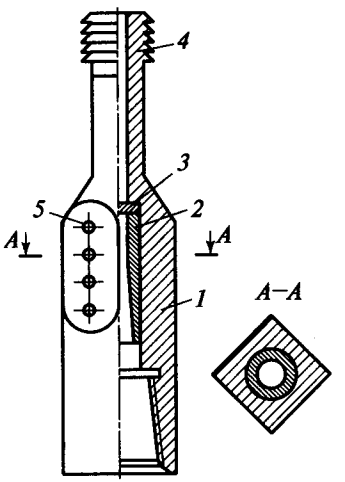


Рис. 8.9. Канатный замок с поворотным устройством:
1 — корпус замка; *2* — втулка; *3* — шайба; *4* — нарезка подловильного инструмента; *5* — отверстия

При ударно-канатном бурении для удаления разрушенной породы, а при про-

ходке несвязных рыхлых пород и для непосредственного бурения применяют желонки. Желонка представляет собой отрезок трубы, снабженный на нижнем конце башмаком с заостренной кромкой и клапаном, с резьбой или серьгой на верхнем конце. Желонки в зависимости от условий бурения отличаются размерами и конструкцией клапана, в отдельных случаях применяют поршневые желонки (рис. 8.10).

Для бурения плывучих песков и для чистки скважины при проходке скальных пород применяют желонки с плоским клапаном, при бурении рыхлых пород и для чистки скважины в глинистых породах лучше применять желонку с полусферическим клапаном и языком (копьем). В желонках большого диаметра применяют двустворчатый клапан с ножом, в валунно-галечных отложениях успешно используют желонки с двустворчатым клапаном типа «ангара». В продуктивной зоне россыпных месторождений, где требуется особо тщательное опробование, применяют поршневые желонки.

Для опоражнивания желонок на поверхности их либо переворачивают, либо ставят клапаном на специальный металлический колышек.

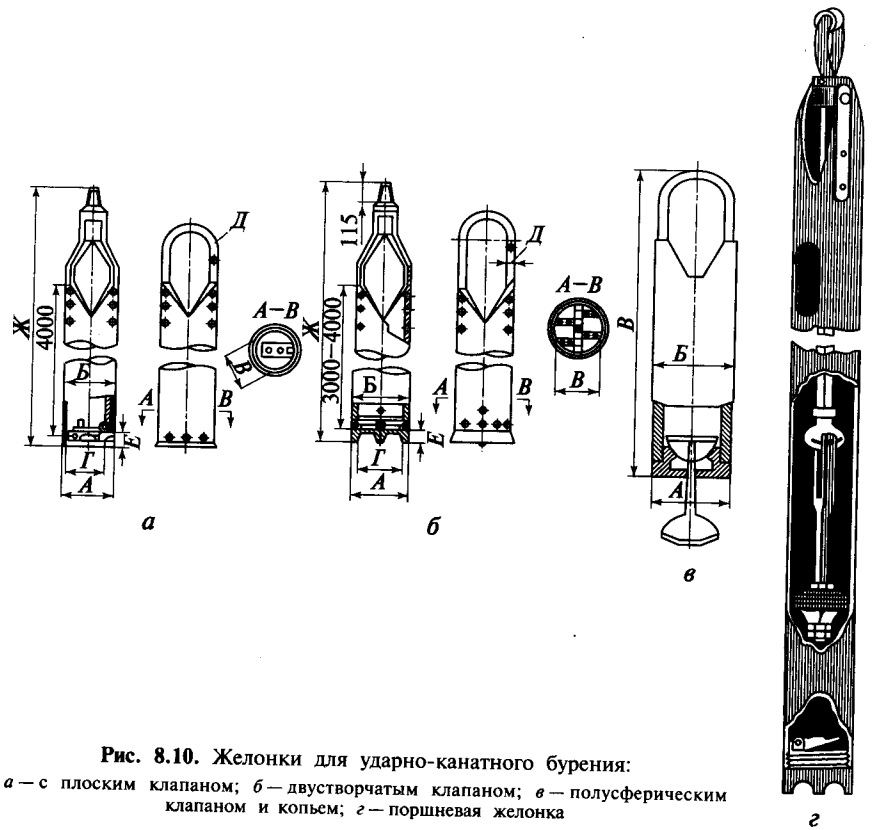


Рис. 8.10. Желонки для ударно-канатного бурения:
а — с плоским клапаном; *б* — двустворчатым клапаном; *в* — полусферическим клапаном и копьем; *г* — поршневая желонка

Легче всего опоражнивается желонка с клапаном с языком, которую достаточно поставить языком на землю, и клапан сам открывается. Основные размеры желонок: по длине от 3200 до 6200 мм, диаметры — от 120 до 530 мм, масса — от 85 до 800 кг.

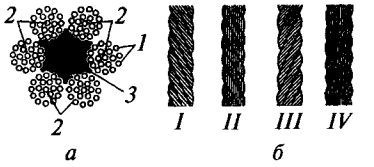


Рис. 8.11. Стальные канаты:
а — поперечное сечение каната: *1* — проволоки; *2* — пряди; *3* — органический сердечник; *б* — характер и направление свивки каната: *I* — канат прямой левой свивки; *II* — канат крестовой левой свивки; *III* — канат прямой правой свивки; *IV* — канат крестовой правой свивки

Стальные канаты при ударно-канатном бурении применяют непосредственно при проходке ствола скважины, для работы с желонками при чистке скважины, при операциях с обсадными трубами, а также для укрепления мачты. Такое широкое применение стальных канатов при бурении скважин ударно-канатным способом требует его правильного выбора и обслуживания.

Канаты изготовляют из стальных тонких проволочек, скрученных в пряди, которые свивают вокруг органического (чаще всего пенькового) сердечника. Сердечник пропитывают специальным смазочным материалом, в процессе работы смазка выжимается из сердечника в пряди, благодаря чему канат смазывается. Кроме того, органический сердечник придает канату гибкость, округлую форму и равномерно распределяет нагрузку между прядями.

Материалом для изготовления канатов служит высококачественная сталь с пределом прочности на растяжение 1600—1800 МПа.

На буровых работах наиболее распространены шестипрядные канаты двойной свивки следующих конструкций $6 \times 19 + 1ОС$, $6 \times 37 + 1ОС$, где 6 — число прядей; 19, 37 — число проволок в каждой пряди и один органический сердечник (рис. 8.11).

По виду свивки различают:

✓ канаты прямой (параллельной) свивки, при которой проволоки в прядях и пряди свиты в одном направлении;

✓ канаты крестовой свивки, когда проволоки в прядях и пряди свиты в противоположных направлениях;

✓ канаты комбинированной свивки, когда направление свивок проволоки в рядом лежащих прядях различно (чередующиеся).

По направлению свивки канаты могут быть правого и левого направления. Направление свивки для канатов определяют по направлению винтовой линии свивки прядей.

Инструментальные канаты при ударно-канатном бурении должны раскручиваться под нагрузкой и скручиваться после ее снятия. Этим требованиям отвечают канаты прямой свивки. В процессе ударно-канатного бурения буровой снаряд после каждого удара о забой должен поворачиваться вправо, поэтому направление свивки прядей в инструментальном канате должно быть левое, что препятствует самопроизвольному развинчиванию бурового снаряда. Таким образом, инструментальный канат должен иметь прямую левую свивку.

Желоночные канаты применяют крестовой свивки с правым или левым направлением свивки прядей в канате; то же относится и к талевым канатам.

Рабочий инструментальный канат при ударно-канатном бурении выбирают по разрывному усилию с 12-кратным запасом прочности на весу Q бурового снаряда или желонки со шламом, т. е.

$$P_{раз} = 12Q, \tag{8.4}$$

$$\text{при } Q = k(Q_{ин} + q_к l_к), \tag{8.5}$$

где $k = 1{,}2—1{,}3$ и $1{,}5—2{,}0$ коэффициент, учитывающий прихваты соответственно бурового снаряда и желонки; $Q_{ин}$ — вес бурового снаряда (желонки), Н; $q_к$ — вес 1 м каната, Н; $l_к$ — максимальная длина каната, находящегося в работе, м.

Выбранный в специальной таблице канат по максимальному разрывному усилию проверяют на прочность по суммарному напряжению, возникающему от действия растягивающих и изгибающих нагрузок.

Суммарное напряжение σ_z (МПа) рассчитывают по формуле

$$\sigma_z = \sigma_р + \sigma_{из} = \frac{Q}{F} + cE\frac{d_п}{D_ш}, \tag{8.6}$$

где $\sigma_р$ и $\sigma_{из}$ — предел прочности материала соответственно при растяжении и изгибе, МПа; F — площадь всех проволок в канате, м^2; $c = 10{,}35—0{,}75$ — коэффициент, учитывающий напряжение кручения в проволоках, трение между проволоками и условия работы каната; $E = 12{,}1 \cdot 10^5$ МПа — модуль продольной упругости материала каната; $D_ш$ — диаметр шкивов (роликов) ударного механизма и кронблока, м; $d_п$ — диаметр проволоки, м.

После определения суммарных напряжений находят действительный запас прочности каната по формуле

$$K_q = \frac{\sigma_в}{\sigma_z}, \tag{8.7}$$

где K_q — действительный запас прочности каната; $\sigma_в$ — временное сопротивление материала каната растяжению, МПа (по характеристике каната).

Действительный запас прочности каната должен быть не менее 4, в противном случае подбирают более прочный канат. Прочность и длительность службы канатов во многом зависят от правильной их навески и ухода за ними и грузоподъемным оборудованием в процессе эксплуатации. Необходимо систематически проверять поверхность канавок роликов блоков и барабанов лебедок, следить, чтобы на них не было заусенец и раковин, избегать перекрещивания каната при намотке его на барабан лебедки, не допускать образования петель и переломов. Канаты необходимо смазывать специальной канатной смазкой, изготовленной на основе битумов гудронов.

Правилами безопасности запрещена эксплуатация канатов с одной оборванной или вдавленной прядью, при числе оборванных проволок более 5 % на длине шага свивки каната диаметром до 20 мм канатов, сращенных узлами, и с выступающими иглами проволок.

Обсадные трубы при ударно-канатном бурении применяют для закрепления и изоляции уже пробуренного интервала скважины или для перекрытия ствола в неустойчивых породах одновременно с углубкой, причем нижний конец колонны труб может погружаться как вслед за забоем, так и впереди забоя скважины. В большинстве случаев обсадные трубы при ударно-канатном бурении погружают в скважину принудительно путем забивания, поэтому они выполнены из стали и являются толстостенными. Длина одной трубы может быть от 2 до 12 м. При большей глубине закрепляемого интервала скважины обсадные трубы соединяются в колонну. Соединение обсадных труб может быть резьбовое — труба в трубу — или муфтами, трубы больших диаметров соединяют сваркой их торцов непосредственно при спуске в скважину. Обсадные трубы ударно-канатного бурения те же, что и трубы вращательного бурения водозаборных и нефтегазовых скважин. Выпускают их в большом диапазоне размеров с наружным диаметром от 114 до 508 мм. Наиболее характерные размеры обсадных труб приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3. **Размеры наиболее используемых обсадных труб**

Размер труб, дюйм	Наружный диаметр, мм	Диаметр муфты, мм	Толщина стенки, мм	Масса, м/кг	Тип соединения
6″	168	198	6	26	Труба в трубу
			8	32	
8″	219	245	7	37	Труба в трубу
			8	47	и муфтовое
10″	273	299	9	59	
12″	324	351	10	78	

Вспомогательный инструмент включает инструмент для сборки-разборки бурового снаряда и инструмент для работы с обсадными трубами.

При сборке бурового снаряда возможно использование резьбовых переводников, предназначенных для соединения инструментов, имеющих разные конусные резьбы, ключей инструментальных, трещотки затяжной. Ввиду того что при свинчивании буровых инструментов на рукоятку ключа прилагаются большие усилия (до 30 кН), инструментальные ключи изготовляют массивными, с большим плечом. Трещотка затяжная позволяет получить усилие на плече ключа до 3 т. Она состоит из дугообразной зубчатой рейки, неподвижного упора и подвижного башмака с рычагом.

Для работы (погружение, извлечение) с обсадными трубами применяют башмаки забивные (гладкие) с заостренной внутренней кромкой, закрепляемые на нижнем конце обсадных труб и облегчающие внедрение труб, бабы забивные массой до 1000 кг, хомуты для обсадных труб, головки забивные резьбовые и ступенчатые, выбивные снаряды и другие инструменты.

Аварийный (ловильный) *инструмент.* В отличие от общетехнического употребления термина «авария», когда имеются в виду крупные повреждения с серьезными последствиями, в бурении аварией называют любую поломку или осложнение, в результате которого инструмент не может быть извлечен из скважины обычными средствами. При ударно-канатном бурении авария может быть связана с обрывом каната, развинчиванием или обрывом частей бурового снаряда, заклиниванием снаряда в скважине. Аварийный инструмент предназначен для ловли и захвата оборванного каната, отвернувшихся или обломанных частей снаряда, освобождения и извлечения прихваченного снаряда. В последнем случае часто бывает необходимо обрубить канат от прихваченного снаряда. Аварийный инструмент для этих случаев представлен ершами однорогим и двурогим (вилкообразным), ловильником, канаторезкой, обуривающим долотом, пауком для ловли мелких предметов, упавших в скважину. Аварийные инструменты спускаются в скважину в составе аварийного снаряда, включающего также ударную штангу, аварийную раздвижную штангу и канатный замок. Устройство и принцип работы аварийных инструментов представлены на рис. 8.12.

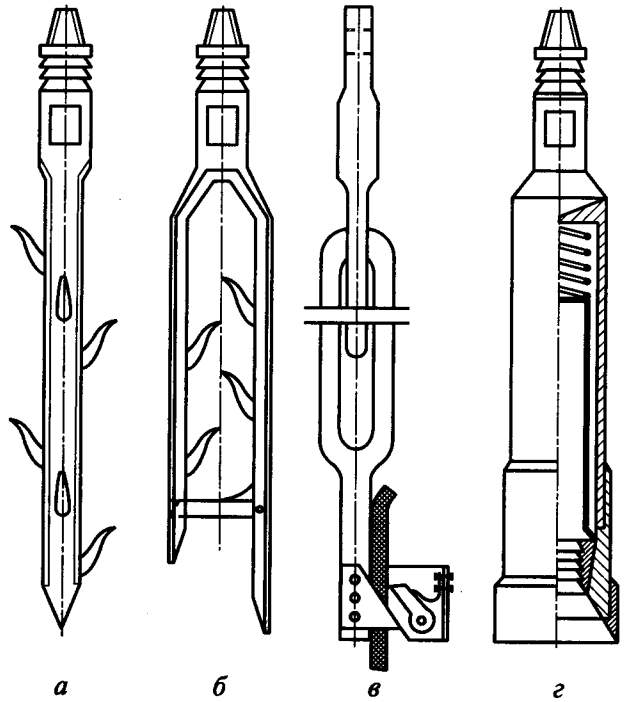


Рис. 8.12. Аварийный инструмент для ударно-канатного бурения:
а — ерш однорогий; *б* — ерш двурогий с вилкой; *в* — канаторезка; *г* — ловильник (шипс)

Оборудование для ударно-канатного бурения

Для ударно-канатного бурения применяют несколько типов буровых станков, имеющих аналогичную конструкцию и различающихся лишь устройством отдельных узлов и некоторыми параметрами. Все ударно-канатные станки, передвижные или ограниченно самоходные, имеют в своем составе мачту, ударный механизм, два или три барабана (лебедки) и, как правило, электропривод. Общие требования к станкам — максимальная простота, прочность, надежность. С учетом области применения выпускают две группы станков ударно-канатного бурения: станки УГБ (установка гидрогеологического бурения) — УГБ-ЗУК (УКС-22М) и УГБ-4УК (УКС-30М), применяемые главным образом при бурении гидрогеологических и водозаборных скважин, станки серии БУ-20-2 (БУ- 20-2М, БУ-20-2УШ, БУ-20-3) и станок «Амурец», применяемые при разведке россыпных месторождений.

Основным характерным узлом станка ударно-канатного бурения является ударный механизм. Во всех перечисленных станках применен классический ударный механизм шатунно-кривошипного типа с оттяжной (балансирной) рамой. При работе ударного механизма на станок действуют значительные динамические нагрузки, явно неблагоприятные для срока службы станка. Для их снижения на станке обязательно устанавливают амортизатор. У станков УГБ (УКС) амортизатор установлен непосредственно на ударном механизме, на оттяжном ролике, а у станков БУ — на мачте под головным роликом. Геометрия ударного механизма выполнена таким образом, что угол сбрасывания снаряда α_1 был бы меньше, чем угол подъема снаряда α_2. Это обеспечивает более быстрое падение снаряда, более эффективный удар по породе забоя и более плавный подъем снаряда. Обычно $\alpha_1 < \alpha_2$ на 15—20° (рис. 8.13). Кинематическая схема ударного механизма приведена на рис. 8.13. Ударный вал приводится во вращение от главного вала по-

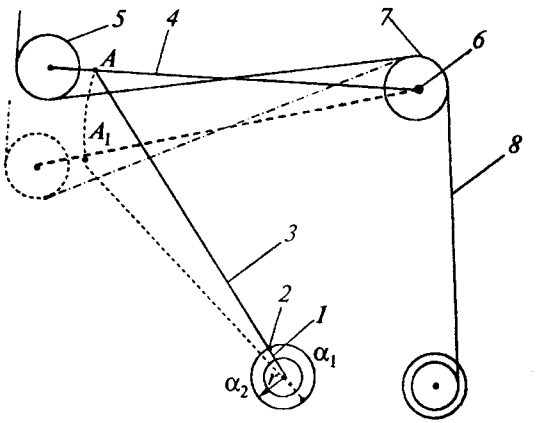


Рис. 8.13. Кинематическая схема ударного механизма

средством зубчатой передачи. На ударном валу закреплен кривошип *1*. Пальцы *2* кривошипа описывают окружность радиуса *r*, они входят в нижние головки шатунов *3*. Верхние головки шатунов в точке *A* шарнирно соединены с оттяжной рамой *4*, на переднем конце рамы установлен оттяжной ролик *5*, другой конец оттяжной рамы закреплен на направляющем валике *6*, несущем направляющей ролик *7*. Инструментальный канат *8* огибает ролики *7* и *5* оттяжной рамы, а затем ролик на вершине мачты и направляется в скважину.

Движение бурового снаряда в скважине определяется движением точки *A*, в которой шатун шарнирно сочленен с оттяжной рамой. При вращении кривошипа точка *A* описывает дугу AA_1. Положение точки *A* на схеме соответствует максимальному подъему оттяжного ролика, а точки A_1 — наиболее низкому положению оттяжного ролика.

Кроме ударного механизма, в состав ударно-канатного станка входят три или два барабана (лебедки): инструментальный для спуска и подъема бурового снаряда и обеспечения подачи снаряда с тормоза в процессе углубки скважины: желоночный для спуска и подъема желонки и талевый трос, который пропускается через талевую систему и служит для спуска и извлечения тяжелых обсадных колонн. В станках БУ талевый барабан отсутствует, поскольку станки предназначены для бурения неглубоких скважин на россыпях. Другое различие между станками УГБ и БУ связано с условиями их применения. Станки УГБ устанавливают на колесном прицепе, БУ — на гусеничной самоходной тележке с приводом от электродвигателя станка с возможностью перемещения на длину кабеля (примерно на 0,5 км), обычно в пределах разведуемой площадки россыпи. Как привило, станки ударно-канатного бурения имеют электропривод как более устойчивый на динамические нагрузки, исключением является вариант станка УГБ-ЗУК (УКС-22МД) с приводом от дизельного двигателя.

За рубежом выпускают станки ударно-канатного бурения аналогичных конструкций, часто с дизельным приводом. Кинематическая схема установки УГБ-ЗУК и устройство ударно-канатных станков приведены на рис. 8.14. Буровой станок смонтирован на стальной металлической раме *6*, установленной на осях, оснащенных двухколесными скатами *7*. От двигателя *1* вращение передается клиноременной передачей *10* на шкив главного вала *3*, от которого с помощью зубчатых колес приводятся в движение вал ударного механизма *29*, желоночный *4* и талевый *5* барабан при включении соответствующей фрикционной муфты.

С главного вала вращение через цепную трансмиссию передается на инструментальный барабан *2*. Включение фрикционных муфт главного вала осуществляют рычагами управления *15*.

Ударный механизм станка кривошипно-шатунного типа с оттяжной рамой (балансиром) оснащен амортизационным устройством. Кривошип *31* ударного механизма *8*, получающий вращение от шестерни *30*, с помощью пальцев *32* шарнирно соединен с шатунами *33*, которые, в свою очередь, шарнирно соединены с оттяжной рамой *13*.

Инструментальный канат *25* с инструментального барабана *2* проходит через направляющий *12* и оттяжной *14* ролики рамы и далее на мачту к ролику *23*. Конец каната, переброшенного через мачту, закрепляют в канатном замке, с которым соединяют буровой инструмент.

При передаче движения на вал ударного механизма оттяжная рама, соединенная шатуном с валом кривошипа, начинает качаться относительно оси подвеса. Движение оттяжного ролика при заторможенном инструментальном барабане обеспечивает подъем и сбрасывание ударного инструмента на забой. Высота подъема бурового снаряда над забоем регулируется за счет изменения рабочего радиуса кривошипа, для чего кривошип имеет ряд отверстий под пальцы шатуна, расположенные на различном расстоянии от оси ударного вала. Частота сбрасывания снаряда на забой изменяется путем замены шкивов на валу электродвигателя.

Инструментальный барабан *2* имеет делительный диск, отделяющий рабочую часть каната от всей его массы. Работа желонки осуществляется с помощью желоночного барабана *4*. Канат желоночного барабана *11* перекинут через ролик на вершине мачты и конец его присоединен к желонке. На мачте установлены три ролика *27* для каната талевой системы, связанной с талевым барабаном.

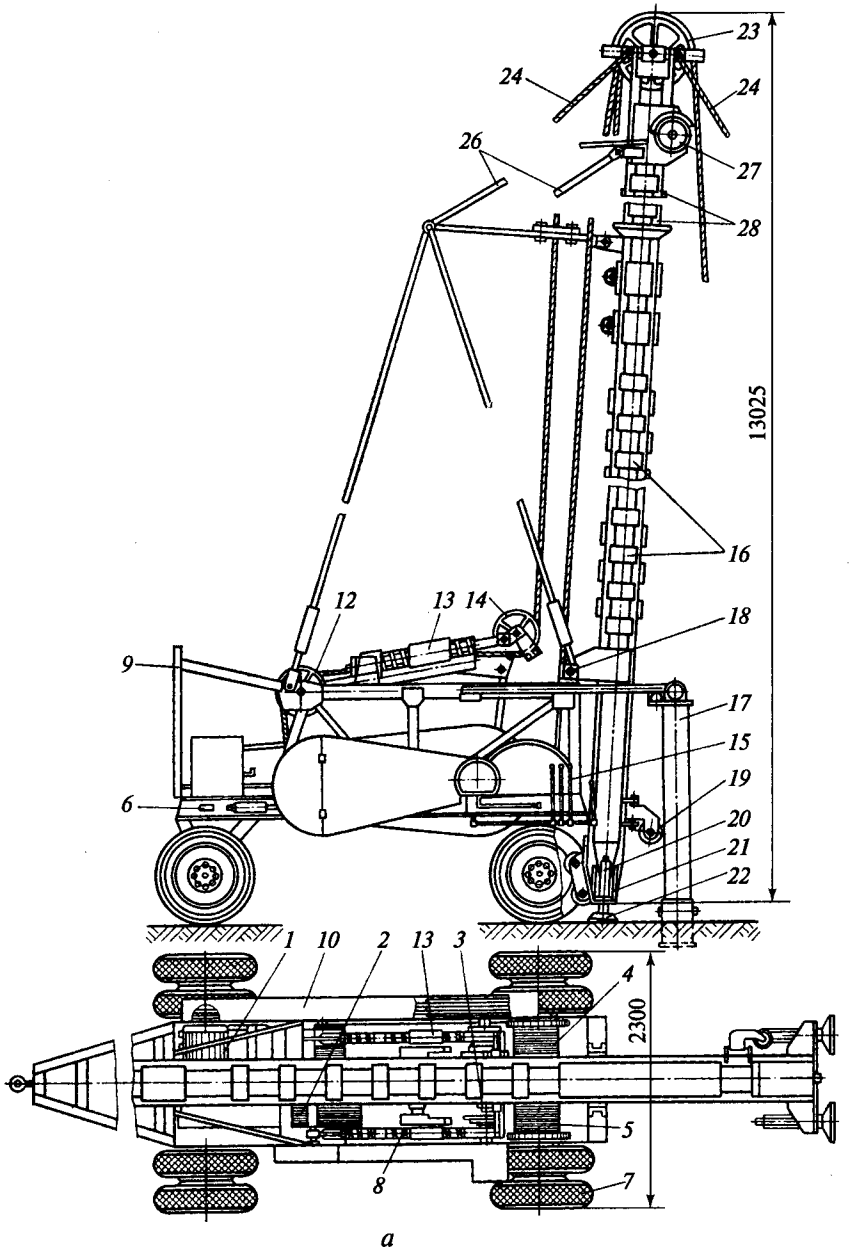
В транспортном положении мачту укладывают на опоры *18* и *9*. Подъем мачты в рабочее положение осуществляют с помощью червячной лебедки *35*, получающей вращение от шестерни привода желоночного барабана $z=95$ при установке дополнительной шестерни $z=33$, связанной червячной парой с лебедкой. Канат *34* лебедки *35* проходит через систему направляющих роликов и закрепляется на мачте. При включении электродвигателя и желоночного барабана вращение через зубчатые шестерни будет передано на барабан лебедки подъема мачты за счет ее поворота вокруг шарнирной опоры *18*. С помощью двух винтовых домкратов, состоящих из винта *20*, гайки *21* и опоры *22*, мачту поддомкрачивают, что разгружает раму станка и передает основную нагрузку на грунт.

Мачта состоит из двух телескопических звеньев. Верхнее звено *28* выдвигается из нижнего *16* с помощью червячной лебедки. Жесткое крепление верхнего и нижнего звеньев мачты обеспечено болтовым соединением.

На мачте закрепляют защитное приспособление *17* и направляющий ролик *19*. Устойчивость мачты достигают раскреплением ее трубчатыми растяжками *26* и тремя канатными растяжками *24*. Основные данные станков ударно-канатного бурения приведены в табл. 8.4.

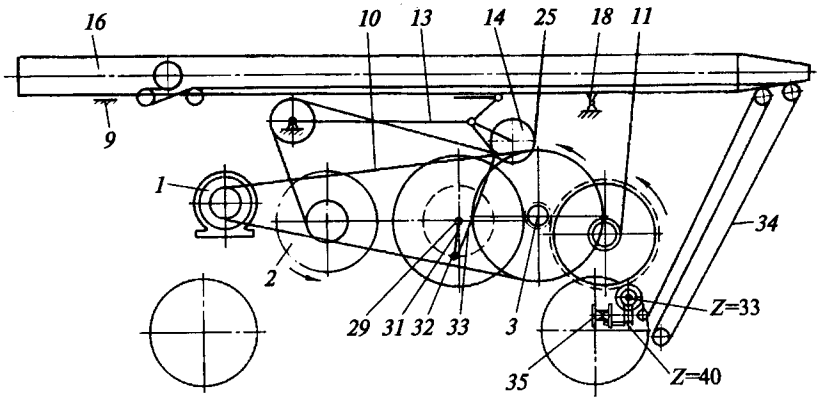
Технология ударно-канатного бурения включает ряд последовательно принимаемых решений, определяющих характер выполнения операций по бурению скважины. Основные позиции технологии:

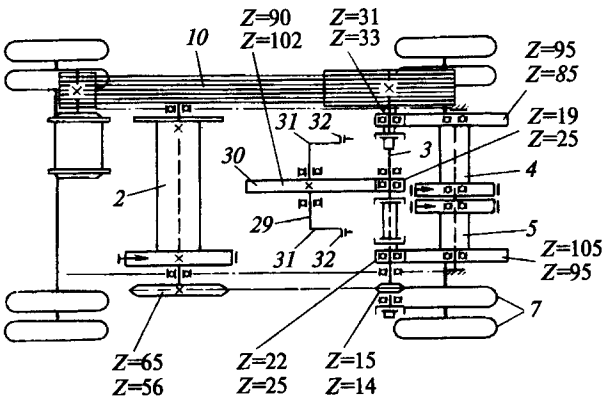
1. *Выбор типа и параметров долота* производят в соответствии с породами, представленными в разрезе скважины. При несущественных различиях пород скважину можно бурить одним типом долота,



а

Рис. 8.14. Установка УГБ-3УК:
а — общий вид; *б* — кинематическая схема





б

Продолжение рис. 8.14

Таблица 8.4. **Основные параметры станков ударно-канатного бурения**

Параметры	Гидрогеология		Разведка россыпей		Р-600 (Испания)
	УГБ-3УК УКС-22М	УГБ-4УК УКС-30М	БУ-20-2УШ	БУ-20-3	
Глубина скважины, м	300	500	200	250	600
Диаметр скважины, мм	600	900	400	250	650
Масса снаряда, кг	1300	2500	1200	1400	3000
Мощность привода, кВт	Электродвигатель		Электродвигатель		Дизель
	22	40	22	28	66
	Дизель				
	33				
Масса станка, кг	7600	12 700	11 400	12 500	12 500
База	Колесный прицеп		Гусеничная самоходная тележка		Съемная автоплатформа

при резкой смене пород следует заменить долото. Для мягких связных пород следует применять плоское долото, для мягких вязких пород и плотных сухих глин — двутавровое долото, для твердых пород — округляющее долото, для твердых трещиноватых и валунных пород — крестовое или округляющее долото. В соответствии с породами выбирают и угол приострения долота: от 60 до 80° для мягких пород, до 130—140° для наиболее твердых пород.

2. *Состав снаряда* выбирают в соответствии с условиями бурения. При наиболее благоприятных условиях и небольшой глубине скважины можно использовать упрощенный снаряд без раздвижной штанги, иногда вместо канатного замка к ударной штанге присоединяют серьгу и снаряд соединяют с канатом быстроразъемным соединением, что позволяет использовать ударный механизм для работы и со снарядом, и с желонкой. В сложных горно-геологических условиях и при значительной глубине скважины снаряд должен быть собран в полном составе.

3. *Масса снаряда* относится к параметрам режима бурения и рекомендуется в зависимости от диаметра скважины и свойств буримых пород. Рекомендованная масса снаряда, приходящаяся на 1 см длины лезвия долота, составляет от 15 до 90 кг.

4. *Подача долота* должна обеспечивать наиболее полное использование энергии удара для разрушения породы на забое и при этом не допускать прослабления каната во избежание ухудшения отделения породы от забоя и рывков каната. Подачу осуществляют с тормоза инструментального барабана таким образом, чтобы в свободном состоянии в нижней точке долото едва касалось забоя, а при значительной глубине скважины и при бурении в твердых породах не доставало бы до забоя на 2—5 см. Эту величину называют навеской долота. Она обеспечивает резкий удар за счет растяжения каната и деформации амортизатора в момент остановки оттяжного ролика в верхнем положении.

5. *Высота сбрасывания долота* определяет энергию удара и, следовательно, эффективность разрушения породы: чем тверже порода, тем больше должна быть высота сбрасывания. Обычно высота сбрасывания находится в пределах 350—1100 мм. Изменение высоты сбрасывания осуществляют перестановкой пальца кривошипа в другое отверстие кривошипа соответствующего радиуса.

6. *Частота ударов снаряда*, осуществляемых ударным механизмом, имеет важное значение для оптимизации процесса бурения. Частота ударов и соответствующая ей скорость движения каната должна обеспечивать свободное падение снаряда в жидкости. При слишком быстром движении оттяжного ролика снаряд не будет успевать падать, произойдет прослабление каната и сильный последующий рывок, а при недостаточной частоте будет происходить замедление падения снаряда и снижение силы удара по забою.

Практически изменение частоты ударов у отечественных станков ударно-канатного бурения осуществляется сменой шкивов на валу электродвигателя. У станков БУ имеется две частоты ударов, а у станков УГБ три — от 40 до 56 в мин. Частоту ударов выбирают в зависимости от характера проходимых пород и высоты сбрасывания снаряда, причем большее значение частоты выбирают для более твердых пород.

7. *Высота столба пульпы* в скважине должна обеспечивать переход разрушенной породы во взвешенное состояние и при этом создавать не слишком большие сопротивления падению снаряда. При наличии грунтовых вод высоту столба жидкости в скважине определяют статическим уровнем, при их отсутствии воду заливают в скважину для создания столба жидкости высотой от 1,0 до 3,0 м, причем тем больше, чем мягче порода. После извлечения шлама в виде пульпы желонкой воду вновь подливают в скважину.

8. *Плотность пульпы.* Для эффективного перехода частиц породы с забоя во взвешенное состояние целесообразно поддерживать оптимальную плотность пульпы: чем выше плотность пульпы, тем легче переходят во взвесь и удерживаются частицы шлама. Поэтому, с одной стороны, плотность пульпы желательно повышать как можно больше и доводить до 2,0—2,5 г/см^3, с другой — с увеличением плотности пульпы заметно снижается скорость падения снаряда. Так, при увеличении плотности пульпы с 1,2 до 2,2 г/см^3 скорость падения долота в момент удара снижается почти в два раза. Учитывая обе стороны влияния, плотность пульпы рекомендуется поддерживать в пределах 1,5—2,0 г/см^3.

9. *Углубка за рейс.* По мере работы долота на забое происходят разрушение породы, переход ее во взвешенное состояние и рост плотности пульпы. Последнее обстоятельство приводит к снижению скорости падения долота и энергии удара, ухудшению очистки забоя и, как следствие, к снижению скорости бурения. В результате наступает момент, когда дальнейшее бурение становится нецелесообразно и необходимо произвести чистку скважины. Рекомендованная величина углубки за рейс в зависимости от свойств пород составляет от 0,3 м в твердых породах до 1,2 м в мягких породах.

10. *Время долбления*, зависящее от скорости бурения и рациональной углубки за рейс, обычно составляет от 3—4 мин в мягких и до 25—40 мин в твердых породах. Сводные значения технологических параметров ударно-канатного бурения приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5. **Технологические параметры ударно-канатного бурения**

Параметры	Породы			
	мягкие	средние	крепкие	очень крепкие
Угол приострения долота, град	70—80	90—110	110—130	120—140
Удельная масса снаряда, кг/см	15—40	30—50	40—70	50—90
Высота сбрасывания, м	0,35—0,5	0,5—0,9	0,9—1,0	1,0—1,1
Число ударов в 1 мин	40—45	45—50	45—55	45—55
Высота столба пульпы, м	3,0	2,0	1,5	1,0
Углубка за рейс, м	1,0—1,2	0,7—0,9	0,5—0,6	0,3—0,4

Извлечение разрушенной породы (очистку скважины) осуществляют желонками различных конструкций в зависимости от геологических условий и задач бурения. Как уже отмечалось, для извлечения породы в скважине должен быть столб жидкости высотой не менее 1—3 м. Обычно чистку скважины выполняют за 3—4 сбрасывания желонки. При отсутствии особых требований по опробованию в скважине рекомендуется оставлять часть плотной пульпы, чтобы к началу следующего долбления после подлива воды плотность пульпы была достаточна для удержания разрушенной породы, т. е. более 1,3—1,5 г/см^3.

Особенности технологии ударно-канатного бурения в различных геологических условиях

Твердые скальные породы. Бурение осуществляют снарядом с максимально возможной массой и с округляющим или крестовым (если породы трещиноватые) долотом. Основное внимание необходимо уделять контролю за износом долота по длине лезвия (по наружному диаметру), так как такой износ приводит к зауживанию ствола скважины и последующему заклиниванию снаряда. При износе более чем на 3 мм долото или его лезвие надо заменить. Важно следить за надежностью соединений снаряда, которые при сильных жестких ударах могут самопроизвольно развинчиваться. Диаметр желонки при бурении в твердых породах выбирают на 25 мм меньше диаметра долота. В трещиноватых и закарстованных породах ввиду возможного обрушения стенок скважины бурение надо вести с дополнительными мерами предосторожностями. В таких случаях бурение осуществляют с использованием густой вязкой пульпы, для чего в скважину забрасывают 10—15 кг жирной глины на 1 м бурения. При возможности бурение проводят с одновременной обсадкой скважины трубами.

Глинистые породы бурят с помощью двутаврового или плоского долота с подливом 2—3 ведер воды. Извлечение шлама осуществляют желонкой с плоским клапаном. Песчаные глины, супеси, суглинки можно проходить стаканами или желонкой без клапана (как при ударном бурении грунтов).

Бурение пластичных вязких глин можно успешно проводить без желонки плоским долотом с приваренным в крест основному дополнительным лезвием. В скважину доливают такое количество воды, чтобы при работе долота образовалась тестообразная масса, которая налипала бы на долото и поднималась с ним на поверхность. При такой методике исключается операция чистки скважины и производительность увеличивается в 1,5—2,0 раза. В устойчивых глинах бурение возможно без обсадки трубами интервалов до 50—70 м.

Пески бурят непосредственно желонкой с плоским или полусферическим клапаном с языком и одновременным креплением стенок скважины обсадными трубами. Во избежание заклинивания или прихвата породой желонки в трубах ее диаметр должен быть меньше внутреннего

диаметра труб на 100 мм. Нельзя допускать остановки желонки на забое. Переполнения ее породой, выход желонки ниже башмака обсадных труб не должны быть больше, чем на 0,5—0,75 м. Бурение в песках следует вести при минимальном числе ударов желонкой, для лучшего забора песка рекомендуется забрасывать жирную глину и подливать воду.

В песках-плывунах работать желонкой можно с использованием ударного механизма при максимальном числе ударов и при минимальной высоте сбрасывания. При пересечении скважиной напорных плывунов за счет пластового давления песок может подниматься в трубах (скважина падает), образуя в них пробку высотой до 5—10 м. Для предотвращения пробок и борьбы с ними в скважину необходимо подливать воду или глинистый раствор для создания противодавления на пласт, особенно при подъеме желонки.

Галечники, гравий бурят с помощью двутаврового долота и желонки с плоским клапаном и низким башмаком. При проходке глинистой породы с галечником бурение можно вести без применения долота: непосредственно желонкой с двустворчатым клапаном и ножом. При проходке чистых галечников и гравия в скважину нужно сбрасывать жирную глину. Бурение нужно проводить с одновременным креплением скважины обсадными трубами.

Валунные отложения бурят с помощью тяжелых округляющих или крестовых долот с одновременной обсадкой скважины трубами. Валуны размером больше, чем размер обсадных труб, надо разбивать долотом, причем в плотных породах валун разбивается легче, чем в рыхлых. Во избежание искривления скважины при встрече валуна, боком выступающего на забое, в скважину засыпают крупный (4—6 см) щебень крепких горных пород и куски глины, после чего валун разрушают долотом вместе со щебнем. При невозможности разбить валун долотом его разрушают взрывом кумулятивного заряда. Боковые валуны небольших размеров можно забивать в стенку скважины, а затем этот участок необходимо перекрыть трубами. Небольшие валуны в рыхлых породах можно успешно извлекать желонками с двустворчатым клапаном типа «Ангара».

Особенности технологии ударно-канатного бурения скважин различного назначения

При проектировании и бурении *гидрогеологических и водозаборных скважин* главная особенность связана с применением метода и средства опробования и эксплуатации водоносных горизонтов. Прежде всего необходимо учитывать конструкцию скважины. Конечный диаметр скважины выбирают из условия размещения в ней необходимого фильтра и водоподъемного средства. Количество обсадных колонн зависит не только от необходимости закрепления неустойчивых участков, но должно обеспечивать изоляцию отдельных водоносных горизонтов для исключения водоперетоков между ними.

При разведке *россыпных месторождений* основные особенности технологии ударно-канатного бурения связаны с необходимостью обеспечения качественного опробования по полезному ископаемому, при этом технико-экономические показатели бурения имеют вторичный характер. Из требования опробования выбирается диаметр скважины, обычно 168—219 мм, чаще всего скважины одноступенчатые. В рыхлых, сыпучих, обводненных породах бурение ведется с опережающим погружением обсадных труб на величину от 5—10 до 20—50 см — бурение в трубах. В плотных отложениях с включением большого количества валунов допускается отставание башмака обсадных труб от забоя на интервал опробования (обычно 20—50 см) — бурение ниже труб. В мерзлых и плотных устойчивых породах бурение ведут без обсадки скважины трубами — бурение без труб. При всех методах бурения россыпей обязательным является строго поинтервальный отбор проб. Существует определенная связь между параметрами бурения и качеством опробования, поэтому инструмент и режим ударно-канатного бурения выбирают с учетом опробования. Так, для качественного опробования предпочтение отдают плоским долотам, меньшей массе снаряда и умеренной высоте сбрасывания. Для наиболее полного извлечения пробы при разведке россыпей, как правило, применяют поршневые желонки или специальные желонки — пробоотборники.

8.3. Медленновращательное и комбинированное бурение

Медленновращательное бурение

При вращательном бурении без очистного агента разрушение породы и углубка скважины происходят за счет срезания и частичного уплотнения породы вращающимся инструментом с режущими лезвиями — буром. При этом разрушается и уплотняется лишь незначительная часть породы из общего объема скважины, а большая часть попадает внутрь или на лопасти бура и затем извлекается вместе с ним из скважины и используется в качестве образца. Поскольку при таком воздействии инструмента приходится преодолевать значительное сопротивление при уплотнении породы в стенки скважины и большие силы трения, для вращения инструмента требуются весьма высокие значения крутящего момента. При ограниченной величине приводной мощности увеличение крутящего момента можно получить только за счет снижения частоты вращения. За счет интенсивного трения инструмента о стенки скважины с увеличением скорости вращения резко возрастает выделение тепла и нагрев инструмента, ввиду чего вращательное бурение без очистного агента возможно только при невысоких скоростях вращения, обычно в пределах 0,1—1,0 $с^{-1}$, почему этот вариант и называют *медленновращательным бурением* (при вращательном бурении с очистным агентом или шнеками частота вращения 2,0—25 $с^{-1}$).

Крутящий момент при медленновращательном бурении составляет до 3—5 кН, причем значения момента возрастают по мере внедрения инструмента в породу за счет увеличения трения и уплотнения породы. Одновременно за счет уплотнения породы снижается и скорость бурения. Характер зависимостей $M_{кр}$ и $V_м$ от величины углубки инструмента параболический. С учетом этих зависимостей рациональная углубка за рейс составляет от 0,3—0,5 до 1,2—1,5 м.

Для разрушения, уплотнения породы и внедрения инструмента одновременно с его вращением требуется передача на инструмент осевой нагрузки, величина которой составляет от 1—3 до 10—15 кН.

В зависимости от свойств буримых пород и требований опробования применяют различные буры или грунтоносы. В плотных связных породах при отсутствии особых требований к качеству образцов применяют спиральный бур, называемый «змеевиком» (рис. 8.15). Такой бур легко ввинчивается в породу (как штопор), не нуждается в создании осевой нагрузки, но требует значительных усилий при извлечении. После углубки на 0,3—1,5 м бур без вращения поднимают на поверхность вместе с породой, удерживаемой на его лопастях. В рыхлых малосвязных влажных породах используют ложковый бур (буровая ложка), имеющий режущие лопасти, которые срезают слой породы, поступающей внутрь бура, где она уплотняется и за счет этого удерживается при подъеме бура на поверхность.

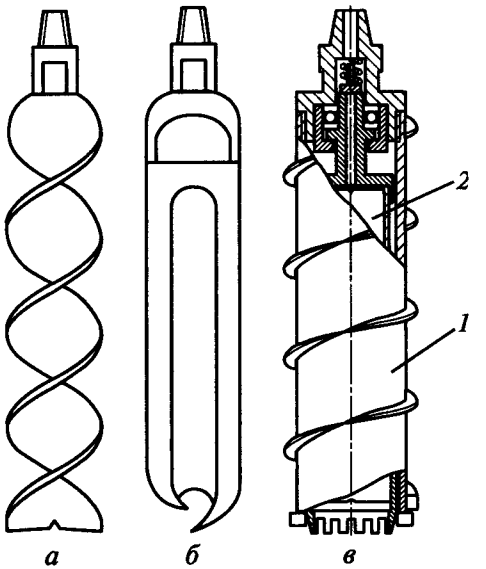


Рис. 8.15. Буровой инструмент для медленновращательного бурения:
а — спиральный бур (змеевик); *б* — ложковый бур; *в* — грунтонос обуривающий (*1* — корпус; *2* — разъемная гильза)

При необходимости для получения образцов с ненарушенной структурой используют различные грунтоносы. Грунтонос разрушает породу по кольцевому забою, в центре которого остается ненарушенный столбик породы, попадающий внутрь грунтоноса. Внутри корпуса грунтоносов обычно имеется разъемная гильза или другие приспособления, облегчающие извлечение и обеспечивающие сохранность образца (один из грунтоносов показан на рис. 8.15).

При медленновращательном бурении вращение и осевая нагрузка передаются на бур или грунтонос через колонну бурильных труб. Трубы служат также для спуска бура в скважину и подъема его на поверхность. Соединяются трубы между собой в колонну резьбовыми соединительными элементами, обычно муфтово-замкового типа. Для медленновращательного бурения обычно используют бурильные трубы геологоразведочного сортамента длиной 3—4,5 м с наружным диаметром 50 или 63,5 мм.

Комбинированное бурение

Поскольку даже при небольших глубинах скважин однородные разрезы мягких пород встречаются редко, а чаще чередуются с твердыми прослойками или пластами неустойчивых пород, то в таких случаях целесообразно в одной скважине чередовать медленновращательное бурение с ударным, т. е. применять комбинированное бурение.

Наиболее простым и доступным вариантом комбинированного бурения является ручное бурение. Еще в 50-е годы ручное бурение было преобладающим при выполнении инженерно-геологических изысканий, разведке россыпей и стройматериалов, поисково-съемочных работах. В настоящее время ручное бурение почти полностью заменено механическим, однако в отдельных случаях при поисково-съемочных работах, бурении одиночных инженерно-геологических скважин в неудобных для техники местах, для индивидуального водоснабжения еще применяют ручное бурение.

При ручном бурении в основном используют медленновращательный способ спиральными или ложковыми бурами. При встрече твердых пропластков или включений в скважину на бурильных трубах спускают долото и ударным способом разрушают твердое включение, затем желонкой также на бурильных трубах поднимают разрушенную породу. При встрече неустойчивых пропластков (плывучих, сыпучих песков) ручное бурение можно вести с одновременным закреплением скважины обсадными трубами, так же как при механическом ударно-канатном бурении.

В прошлом скважины ручного бурения достигали глубин 100—120 м при начальном диаметре до 250 мм. При этом использовали деревянные вышки-треноги и подсобные механизмы — ручные лебедки, воротки, балансиры. В настоящее время ручным способом проходят скважины глубиной до 15 м, диаметром 35—60 мм (для водоснабжения

Таблица 8.6. **Основные параметры установок комбинированного бурения**

Параметры	УБР-2М	БУУ-2	БУГ-100
Глубина бурения, м	30	50	100
Тип вращателя:	Шпиндельный	Роторный	Шатунно-кривошипный
частота вращения, об/с	0,2; 0,4; 1,26		0,03; 0,06
Механизм подачи:	Гидравлический	Гидравлический	Свободный
ход подачи, мм	400	1000	
максимальный крутящий момент, кНм	7,0	4,6	20,0
Тип ударного механизма:	Свободный сброс	Шатунно-кривошипный	Свободный сброс
частота ударов в мин	51	41; 62	30; 60
высота сбрасывания, мм	600	500; 700; 1000	
База	Автомобиль ЗИЛ-131	Трактор ДТ-75Б	Подкатные тележки
Масса, кг	9800	13 000	2900

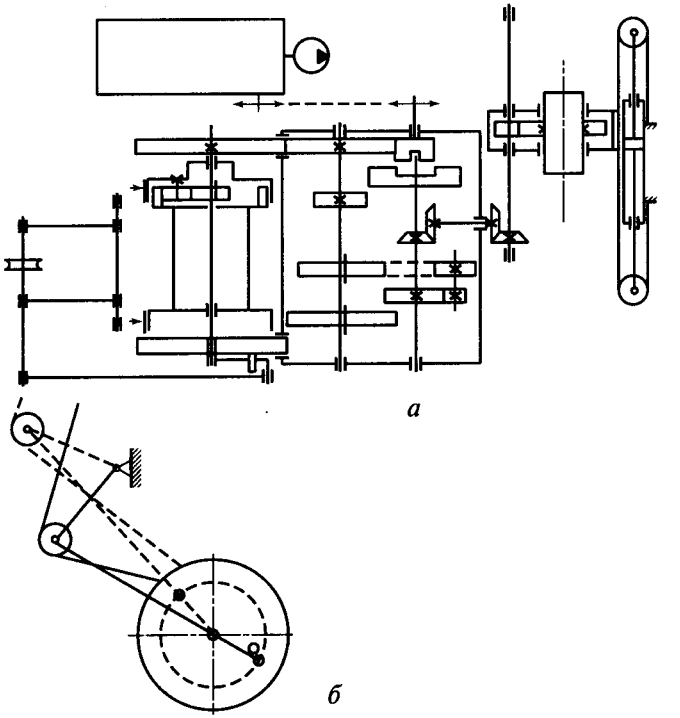


Рис. 8.16. Схема буровой установки комбинированного бурения (УБР-2М): *а* — кинематическая схема установки; *б* — схема ударного механизма свободного сброса

до 150 мм), и все технические средства сводятся только к комплекту инструмента.

Так, для поисково-съемочных работ можно использовать также комплект «бур геолога» массой 16 кг, позволяющий бурить скважины глубиной до 10 м, диаметром 35 мм. Механическое комбинированное бурение применяют значительно шире при разведке россыпных месторождений, бурении инженерно- и гидрогеологических скважин, мелкого водоснабжения, разведке стройматериалов.

Технические средства для комбинированного бурения объединяют в себе механизмы ударного и вращательного действия, а также включают механизмы для принудительного погружения обсадных труб. Буровой инструмент также представлен комплектами для ударного и вращательного бурения. Бурение можно вести попеременно медленновращательным способом в мягких однородных породах и ударно-канатным при встрече твердых прослоев, включений, плывучих и сыпучих пород. Погружение обсадных труб при проходке неустойчивых пород осуществляют одновременно с бурением желонкой, используя вращательный механизм. Обсадные трубы в таком случае забивают с помощью ударного механизма или погружают одновременным воздействием вращения и ударов.

Буровые установки для механического комбинированного бурения типа БУУ-2, УБР-2М, БУГ-100, БУГ-50 выпускают разные ведомства (табл. 8.6). Принципиальная схема установки УБР-2М приведена на рис. 8.16. Важной особенностью этой установки является наличие вращателя шпиндельного типа с гидравлической системой подачи, способного вращать и погружать как буровой инструмент, так и обсадные трубы.

8.4. Бурение методом внедрения инструмента

При проведении инженерно-геологических изысканий для изучения физико-механических свойств грунтов существуют методы, при которых буровая скважина и геологическая информация могут быть получены без удаления и извлечения на поверхность разрушенной породы. Для этой цели применяют специальный инструмент — конический зонд. При внедрении зонда порода не удаляется из скважины на поверхность, а, раздвигаясь, уплотняется в стенки скважины.

В зависимости от характера погружения зонда в грунт выделяют три разновидности бурения внедрением инструмента:

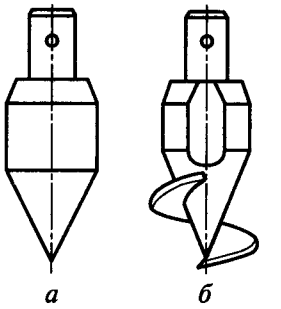
✓ статическое вдавливание (бурение задавливанием, статическая пенетрация, статическое зондирование);

✓ вдавливание с медленным вращением (винтобурение);

✓ забивное погружение инструмента (динамическая пенетрация, динамическое зондирование).

Динамическое зондирование в зависимости от условий передачи энергии удара на зонд подразделяют на ударное и ударно-вибрационное.

Ударный метод бурения заключается в погружении конического наконечника в грунт тарированными ударами (молотом) с измерением числа ударов и глубины погружения зонда. Конический наконечник может соединяться с бурильными трубами с помощью резьбы или пальца (рис. 8.17, *а*).



а *б*

Рис. 8.17. Наконечники для бурения задавливанием (*а*) и винтобурения (*б*)

Динамическое зондирование осуществляют в песчано-глинистых грунтах с содержанием крупнообломочного материала не более 40 % по массе. Такое зондирование невозможно проводить в грунтах всех видов. В мерзлом состоянии этот метод применяют в сочетании с другими видами инженерно-геологических исследований с целью установления геологического разреза пород, определения глубины залегания кровли скальных и крупнообломочных пород, исследования изменчивости состава и свойств грунтов по глубине и простиранию, определения приблизительной количественной оценки показателей физико-механических свойств грунтов (плотности сложения модуля деформации, угла внутреннего трения и др.).

Для ударного зондирования применяют три типа установок, характеристика которых приведена в табл. 8.7. Чаще всего при ударном зондировании используют конический зонд диаметром 74 мм с углом при вершине, равным 60°, и бурильные трубы диаметром 42 мм.

Таблица 8.7. **Характеристика установок для ударного зондирования**

Тип установок	Параметры		
	Масса молота, кг	Высота падения, м	Энергия удара, Дж
Легкие	30	0,4	118
Средние	60	0,8	470
Тяжелые	120	1,0	1180

При динамическом ударном зондировании производят забивку зонда в грунт свободно падающим молотом сериями (залогами) определенного числа ударов. После каждого залога измеряют глубину погружения зонда. Число ударов в залоге должно быть от 1 до 20, в зависимости от состава и состояния грунтов, исходя из условия погружения зонда за залог на глубину 10—15 см.

Условное динамическое сопротивление грунтов P_g (в Па) вычисляют по формуле

$$P_g = Akfn/h, \qquad (8.8)$$

где A — удельная энергия зондирования, кН · м; k — коэффициент учета потерь энергии при ударе молота о наковальню и на упругие дефор-

мации штанг; f — коэффициент учета потерь энергии на трение труб о грунт; n — число ударов в залоге; h — глубина погружения зонда за залог, м.

При полевых испытаниях грунтов ударным зондированием для обеспечения высокой производительности и качества работ следует применять легкие, средние и тяжелые установки, в зависимости от условного динамического сопротивления грунтов. Для ударного зондирования чаще применяют установки УБП-15, БУЛИЗ-15, УГБ-50М, БУКС-ЛГТ, АВБ-2М и др.

Ударно-вибрационное зондирование, являющееся разновидностью динамического зондирования, применяют для тех же целей, что и ударное зондирование. Испытания грунтов ударно-вибрационным зондированием проводят с применением буровой установки АВБ-2М до глубины 20 м. При этом используют конический зонд диаметром 100 мм и бурильные трубы диаметром 63,5 мм. На установке устанавливают автоматическое устройство для регистрации скорости и глубины погружения зонда в грунт.

При ударно-вибрационном зондировании, так же как и при ударном, определяют условное динамическое сопротивление грунтов P_g (Па), которое рассчитывают по эмпирической формуле:

$$P_g = K_в K_п / V, \qquad (8.9)$$

где $K_в$ — безразмерный коэффициент, учитывающий потери энергии при ударно-вибрационном зондировании (варьирует от 0,74 до 0,62 при изменении интервала зондирования от 1 до 20 м); $K_п$ — коэффициент, учитывающий параметры применяемого оборудования (для АВБ-2М $K_п = 224 \cdot 10^3$ Н/(м · с)); V — скорость ударно-вибрационного зондирования, м/с.

Статическое зондирование осуществляют или самостоятельно, или в сочетании с другими видами инженерно-геологических исследований для тех же целей, что и динамическое зондирование. Применяют этот метод только в рыхлых однородных породах, в которых содержание частиц крупнее 10 мм составляет не более 25 % по массе. Метод также не применим во всех видах грунтов в мерзлом состоянии.

Сущность метода заключается в плановом вдавливании (погружении) конического зонда в грунт под действием вертикальной нагрузки. Необходимую информацию получают по зависимостям скорости погружения инструмента от прикладываемых усилий, а также от тензометрических и радиометрических датчиков, укрепленных на вдавливаемом конусе. При вдавливании зонда проводят измерение удельного сопротивления грунта под наконечником (конусом) $g_з$, мПа; сопротивление грунта на боковой поверхности зонда $Q_з$, кН; или удельное сопротивление грунта на боковой поверхности (муфте трения) зонда $f_з$, кПа.

Для испытания грунтов статическим задавливанием применяют установки, состоящие из следующих основных узлов: зонда (наконечника и штанги), устройства для вдавливания и извлечения зонда,

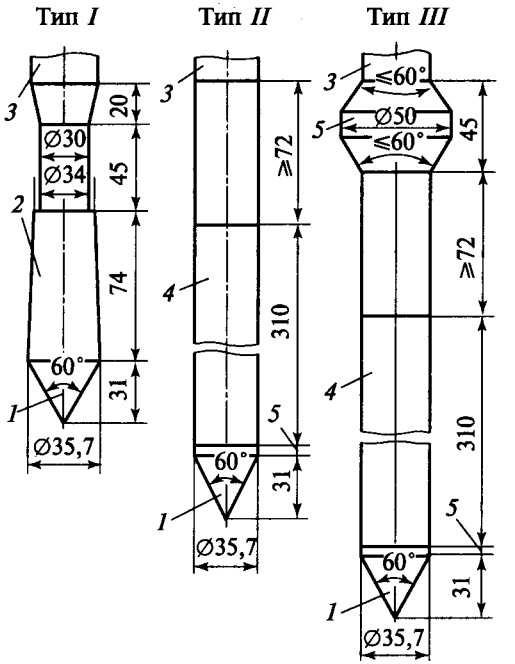


Рис. 8.18. Схема конструкций зондов:
1 — конус; *2* — кожух; *3* — штанга; *4* — муфта трения; *5* — уширитель

опорно-анкерного и измерительного устройств. В зависимости от конструкции наконечника зонды подразделяются на три типа (рис. 8.18):

- ✓ I тип — с наконечником из конуса и кожуха;
- ✓ II тип — с наконечником из конуса и муфты трения;
- ✓ III тип — с наконечником из конуса, муфты трения и расширителя.

Угол при вершине конуса зондов всех типов должен составлять 60°, диаметр зондов в зависимости от решаемой задачи может быть 36—80 мм.

В СКБ «Геотехника» при методическом руководстве ВСЕГИНГЕО разработана пенетрационно-каротажная станция СПК-Т, позволяющая задавливать зонд на глубину до 30 м с усилием до 190 кН. Такое усилие создается весом установки и гидравлической системой подачи, реализовать усилие которой позволяют анкерные винты, завинчиваемые в грунт на глубину до 3 м.

В состав станции также входит комплекс измерительной и регистрирующей аппаратуры типа МАК, составляющий из измерительного зонда с различными первичными преобразователями, беспроводного электрического канала связи, приемного устройства и полевого вычислительного комплекса ПВК.

Зонды с различным сочетанием первичных преобразователей в процессе углубки скважины позволяют определить лобовое сопротивление породы наконечнику зонда, трение по боковой поверхности зонда и температуру породы, а также проводить следующие виды каротажа: нейтрон — нейтронный (ННК), гамма — гамма (ГГК), гамма (ГК), электрокаротаж и пассивный акустический каротаж.

Полученная с измерительных зондов информация позволяет определить:

- ✓ деформационно-прочностные свойства пород, в том числе просадочность;
- ✓ состояние почвогрунтов (подтопление и переосушение);
- ✓ плотность пород;
- ✓ литологическое строение разреза;
- ✓ объемную влажность, пористость;
- ✓ кислотно-щелочные свойства;
- ✓ температуру и тепловые характеристики пород;
- ✓ зону аэрации;
- ✓ уровень грунтовых вод;
- ✓ фильтрационные свойства пород;
- ✓ особенности загрязнения подземных вод по площади и глубине;
- ✓ техногенные изменения свойств грунтов.

При установке на конусном наконечнике винтовой лопасти в один виток (см. рис. 8.17, *б*) и одновременном с задавливанием медленном вращении инструмента винт, врезаясь в породу, создает дополнительное тяговое усилие, что позволяет увеличить глубину внедрения до 40 м. Такой вид бурения получил название *винтобурение*.

Другой путь увеличения глубины задавливания — снижение сил бокового трения путем подачи в скважину выше конического наконечника жидкости, которая снижает коэффициент трения и повышает устойчивость стенок скважины. Такое решение, предложенное в США, позволяет увеличить глубину пенетрации при усилии 100 кН с 15 до 100 м.

8.5. Вибрационное бурение

Вибрационное бурение и его разновидности — виброударное и виброударновращательное представляют собой варианты бурения внедрением, поскольку порода в процессе углубки не удаляется, а ее разрушение идет за счет раздвигания и уплотнения. Вибробурение осуществляют кольцевым забоем с отбором образцов породы главным образом в слабых мягких однородных породах на глубину до 30 м с диаметром скважин 89—218 мм. Вибробурение применяют при инженерно-геологических изысканиях, разведке стройматериалов, россыпных месторождений, поисково-съемочных работах.

Сущность вибрационного бурения и его разновидностей заключается в том, что инструмент кольцевого типа интенсивно погружается

в породу под воздействием сравнительно небольшой статической силы — веса бурового снаряда с погружателем или веса и ударных импульсов, или веса, ударных импульсов и медленного вращения при одновременном наложении на инструмент высокочастотных колебаний (вибрации). Вибрация, передаваемая через породоразрушающий инструмент на грунт, изменяет состояние грунта, уменьшая его сопротивление. В песчаных грунтах песчинки получают колебательное движение, что резко снижает силы сцепления и трения между частицами, грунт в призабойной зоне псевдоразжижается и инструмент как бы тонет в нем. В глинистых грунтах под действием колебаний происходит отделение как поровой, так и физически связанной воды и порода в призабойной зоне разжижается, а выделившаяся вода действует как смазка. Этим объясняется, что наиболее интенсивно погружение идет в увлажненных супесях и суглинках, меньше в пластичных глинах и плотных сухих песках, труднее всего — в полускальных и обломочных грунтах (мел, слабый известняк, аргиллит, мерзлые породы).

Чисто вибрационное бурение применяют редко, в малых объемах и только при бурении в слабых однородных породах. Наиболее широко используют виброударное бурение. При бурении в наиболее сложных разрезах с твердыми прослоями и включениями обломочного материала эффективно виброударновращательное бурение.

Появлению вибробурения предшествовало широкое использование вибрации строителями для извлечения и погружения свай в мягкие грунты. Вибробурение было предложено в 1949 г. Д. Д. Барканом и В. Н. Тупиковым на основании опыта погружения и извлечения трубчатых свай, внутри которых оказывалась колонка грунта.

Схема вибробурения, представленная на рис. 8.19, включает трубчатый виброзонд *3*, спускаемый в скважину на бурильных трубах *2*, вибропогружатель *1*, соединенный тросом с лебедкой.

Принцип работы вибропогружателей

Различные вибропогружатели (вибровозбудители) для бурения имеют общие схему устройства и принцип действия. По методу соединения с буровым снарядом их подразделяют на вибраторы, когда он жестко соединен со снарядом (рис. 8.20, *а*), и вибромолоты (см. рис. 8.20, *б*) при свободном соединении со снарядом. Вибромолоты, имеющие связь со снарядом через пружинную подвеску, сейчас практически не применяются, вибромолоты, свободно поставленные на снаряд, называют беспружинными вибромолотами.

Буровой вибропогружатель представляет собой механический центробежный двухвальный вибровозбудитель (рис. 8.21). В результате синфазного (равномерного) в противоположные стороны вращения эксцентричных масс (эксцентриков, дебалансов) возникают центробежные силы, суммарная вертикальных составляющих которых

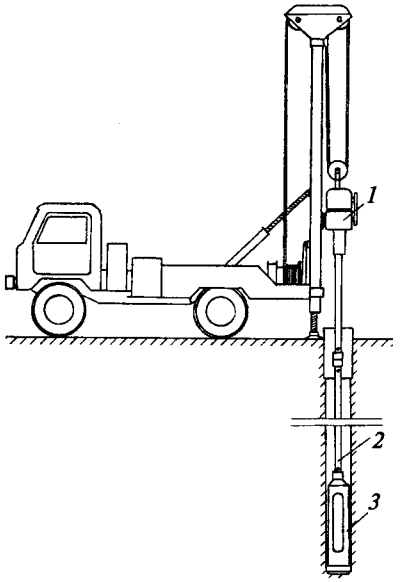


Рис. 8.19. Схема бурения вибробуровой установкой

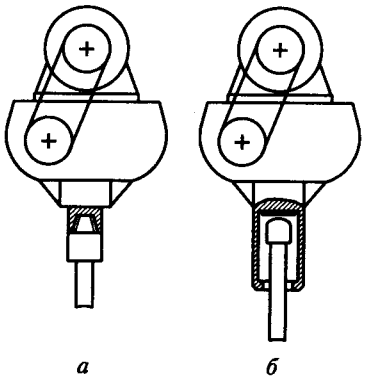


Рис. 8.20. Варианты связи вибропогружателя с буровым снарядом:
а — вибратор; *б* — вибромолот

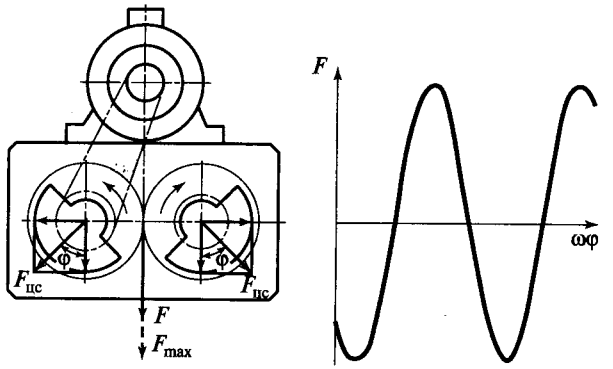


Рис. 8.21. Схема работы вибропогружателя:
а — динамическая схема; *б* — график колебаний величины вынуждающей силы

изменяется по синусоидальному закону, вызывая направленные продольные колебания системы. Величину этой силы определяют выражением

$$F = m_0 \varepsilon \omega^2 \sin(\omega t + \varphi_0) \tag{8.10}$$

где m_0 — суммарная масса дебалансов; ε — эксцентриситет центров тяжести дебалансов; ω — частота вращения дебалансов; φ_0 — начальный фазовый угол.

Максимальное по модулю значение этой силы, называемое вынуждающим усилием, рассчитывают по формуле

$$F_{max} = m_0 \varepsilon \omega^2. \tag{8.11}$$

При жестком закреплении вибропогружателя к снаряду (вибробурение) предельное значение амплитуды вынужденных колебаний системы приблизительно равно

$$A_{пред} = m_0 \varepsilon / \sum m, \tag{8.12}$$

где $\sum m$ — масса всех колеблющихся элементов, включая буровой снаряд.

При работе погружателя в системе вибромолота (свободное закрепление на снаряде) величина вынуждающей силы значительно превышает вес погружателя и когда сила направлена вверх, погружатель отрывается от бурового снаряда, а затем, когда центробежные силы меняют направление, падает на верхний конец снаряда (наковальню), нанося удар. При бурении вибромолотом на грунт через буровой инструмент действуют сила тяжести инструмента, вибрация, связанная с колебаниями нагрузки на снаряд, и сила ударов вибромолота по снаряду. Энергия ударов не только позволяет интенсифицировать процессы уплотнения и раздвигания породы как при вибробурении, но и дополнительно разрушает, раскалывает твердые прослойки и включения, что существенно расширяет область вибробурения и повышает его производительность.

В отличие от вибратора, где колебания вынуждающего усилия синхронны частоте вращения дебалансов, частота ударов вибромолота, как правило, не совпадает с частотой вращения дебалансов. Это явление связано с тем, что на скорость движения ударной массы влияет ряд переменных факторов, находящихся в разных сочетаниях и фазах. Общую скорость ударной массы в промежутках между двумя ударами определяют выражением

$$v = v_y R - A\omega \sin \varphi_y + A\omega \sin(\varphi_y - \varphi) - (g\varphi/\omega), \tag{8.13}$$

где v_y — скорость в момент удара, м/с; R — коэффициент восстановления; $v_y R$ — составляющая скорости движения массы за счет отскока после удара; A — высота падения (амплитуда) массы, м; ω — частота вращения дебалансов, об/с; φ_y и φ — фазы (углы) дебалансов в момент удара и любой момент времени соответственно; $A\omega \sin \varphi_y$ — скорость колебательного движения в момент удара, м/с; $A\omega \sin(\varphi_y - \varphi)$ — ско-

рость колебательного движения в любой момент времени, м/с; $g\varphi/\omega$ — скорость свободного падения, м/с.

Поскольку при разных значениях $\varphi \sin \varphi$ может быть положительным или отрицательным, то переменными будут знаки у второго и третьего членов суммы, определяющей скорость. Следовательно, возможны различные значения скорости в момент удара, отскок и амплитуда отскока. Учитывая, что если энергия единичного удара равна

$$W = mv_y^2/2, \qquad (8.14)$$

то при разных скоростях удара будут разными и силы ударов. При определенном сочетании составляющих скорости могут происходить большие отскоки и удары, энергия которых в 2—3 раза превышает среднее значение.

За счет отскока ударная масса приобретает дополнительную скорость движения вверх, и движение вверх становится продолжительнее, чем это происходило бы только под действием вынуждающего усилия, в результате чего дебалансы успеют совершить больше половины оборота, а за все время между ударами — больше одного оборота. Выражение $i = n_{об}/n_y$ означает число полных и неполных оборотов, совершенных дебалансами за период между двумя ударами. В практике виброударного бурения число i, как правило, бывает от 1 до 8, чаще от 1 до 4. С увеличением i увеличивается энергия единичного удара и соответственно погружающая способность. Процесс изменения частоты ударов может саморегулироваться: с увеличением сопротивления грунта увеличивается величина коэффициента отскока, следовательно, возрастает скорость отскока и соответственно энергия единичного удара и значение числа i, т. е. снижается частота ударов при неизменной частоте вращения дебалансов. Это явление весьма благоприятно, так как позволяет существенно увеличить глубину и расширить диапазон пород для виброударного бурения.

Технические средства вибробурения

Буровой инструмент при вибробурении состоит из трубчатого бура, который в вибробурении называют виброзондом, и бурильных труб, соединяемых в колонну резьбовыми соединениями.

Виброзонд представляет собой трубу длиной 1—3, иногда до 5 м, имеющую на нижнем конце рабочее кольцо (башмак), а при виброударновращательном бурении специальную коронку и на верхнем конце переходник для присоединения к бурильным трубам. Вдоль тела зонда делают одну или две прорези.

Рабочее кольцо виброзонда (рис. 8.22) имеет толщину стенки несколько больше, чем у трубы зонда. Это делается для уменьшения сил трения по наружной и внутренней поверхностям зонда о породу при его внедрении. Однако слишком большое превышение толщины кольца приводит к увеличению лобового сопротивления, поэтому необходимо выдерживать оптимальное соотношение толщины стенок

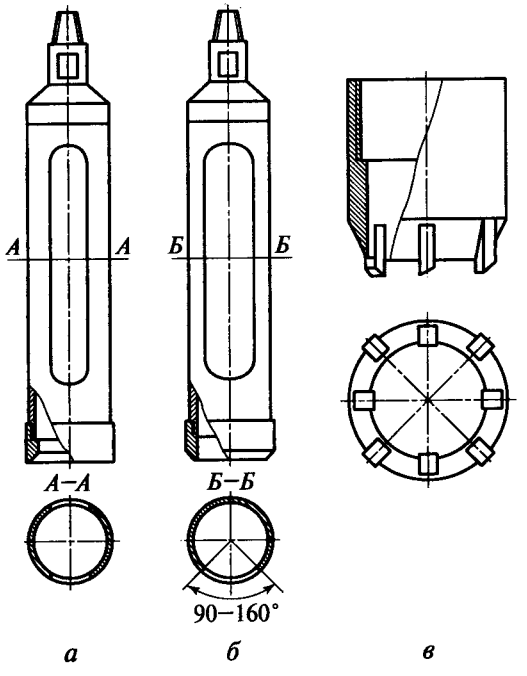


Рис. 8.22. Виброзонды:
а — для рыхлых пород; *б* — для плотных пород; *в* — коронка для вибровращательного бурения

кольца и трубы зонда. Угол скоса кольца в зависимости от пород выбирают от 15 до 60°. Для бурения в неустойчивых породах лучше делать внутренний скос, что приводит к уплотнению породы внутри зонда и способствует удержанию ее при подъеме инструмента. В связных и плотных породах нужно использовать кольца с наружным скосом, поскольку в этом случае уплотнение породы внутри зонда приведет к образованию пробки и снижению углубки за рейс. Для упрочнения режущей кромки рабочего кольца ее закаливают или наплавляют твердым сплавом. При вращательном варианте вибробурения для комбинированного разрушения породы вместо гладкого кольца на виброзонд (колонковую трубу) навинчивают специальную коронку, имеющую и скосы для вибропогружения, и резцы для вращательного резания и рыхления породы (см. рис. 8.22). С учетом разнообразия буримых пород виброкоронки изготовляют с различным количеством и выступаниями резцов.

Сам виброзонд для бурения связных устойчивых пород имеет, как правило, одну прорезь с углом выреза 140—160°. Большой вырез облегчает извлечение породы из зонда. Для бурения слабых неустойчивых грунтов используют зонд, угол выреза которого меньше 90—110°, или зонд с двумя узкими вырезами с разных сторон. При использова-

нии длинных зондов для сохранения их устойчивости делают два выреза по длине, разделенных перемычками. Для бурения слабосвязных, сыпучих, плывучих грунтов применяют виброзонды с двустворчатым или тарельчатым (виброжелонка) клапанами. Для облегчения извлечения породы из зонда используют разъемные или поршневые виброзонды.

В качестве бурильных труб при вибробурении применяют трубы геологоразведочного сортамента диаметрами 50 и 63,5 мм муфтово-замкового соединения, а также трубы диаметром 60,3 мм с приварными замками. Свинчивание и развинчивание бурильных труб при вибробурении обычно производят не ключами, как при вращательном бурении, а с помощью штырей, для чего на каждом конце трубы имеются поперечные отверстия. Один штырь служит для опоры (как подкладная вилка), другой — для навинчивания или отвинчивания верхней трубы.

Для вибробурения основной частью оборудования является вибропогружатель, который может быть использован как с подручными средствами (например, автокран, любая буровая установка с мачтой и лебедкой), так и в составе специальных вибробуровых или комбинированных установок.

Вибропогружатели делят на две группы: для бурения и для работы с обсадными трубами. Имеется большое разнообразие тех и других (около 20), вызванное не столько технической целесообразностью, сколько ведомственной разобщенностью организаций, использующих и производящих вибропогружатели. В настоящее время для всех вариантов вибробурения широко применяют (вполне может заменить все другие) беспружинный вибромолот ВБ-7 и его модификацию ВБ-7М (рис. 8.23). Эта конструкция отличается простотой, надежностью и универсальностью. Ниже представлены характеристики вибромолотов.

Параметры	ВБ-7	ВБ-7М
Мощность двигателя, кВт	7	9,4
Статический момент массы дебалансов, Н·м	20	24
Угловая скорость вращения дебалансов, $с^{-1}$	131	141,3
Максимальная вынуждающая сила, кН	35	60
Максимальный ход ударной части, м	0,135	0,15
Масса, кг	340	600

При значительных объемах вибробурения целесообразно использовать специальные вибробуровые установки, для эпизодического применения вибробурения — комбинированные буровые установки, в которых вибробурение является одним из нескольких видов бурения. Из специальных вибробуровых установок наибольшее распространение имеет установка АВБ-2М (агрегат вибрационного бурения), реже встречается более тяжелая установка АВБ-3, которую возможно оборудовать для виброударновращательного бурения. В системе Мосгоргеотреста наряду с указанными применяют установки ВБУ. Из комби-

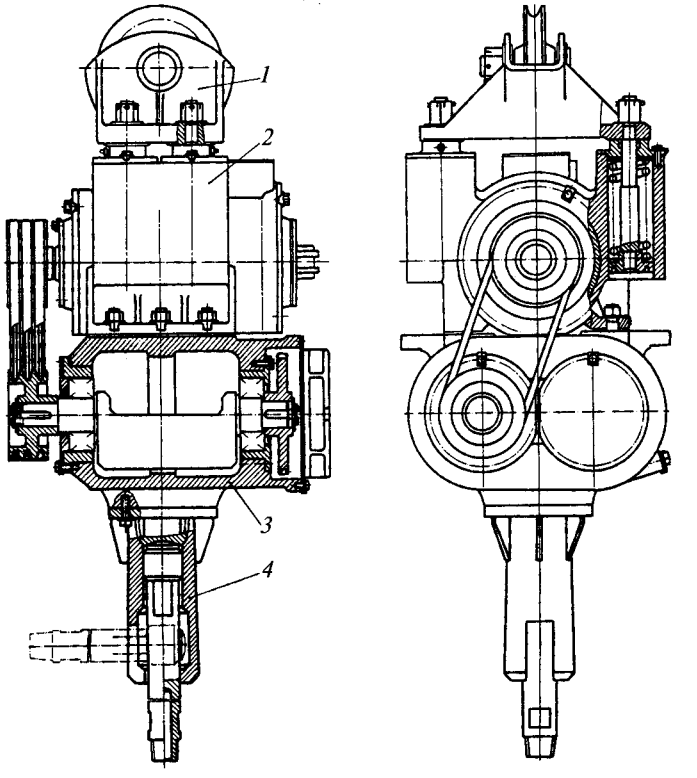


Рис. 8.23. Вибромолот ВБ-7М:
1 — подвеска; *2* — электродвигатель; *3* — вибратор; *4* — патрон

нированных установок для вибробурения наиболее часто применяют установку БУЛИЗ-15 (буровая установка линейных изысканий).

Вибробуровые установки, как правило, бывают самоходными на базе автомашин (УАЗ-469, ГАЗ-66, ЗИЛ-131). Кроме автомашин, в состав установки входят мачта, обычно однотрубчатая, электрогенератор с приводом от двигателя автомашины или от дополнительного дизельного двигателя (АВБ-3), лебедки, механизмы подъема мачты (табл. 8.8). В установку АВБ-3 можно дополнительно устанавливать роторный вращатель и цепной механизм подачи для вибровращательного бурения. Устройство вибробуровой установки и некоторых ее узлов приведены на рис. 8.19.

Технология вибробурения при относительной простоте включает значительное число факторов, определяющих эффективность проходки скважин:

✓ выбор разновидности бурения (вибрационное, виброударное, виброударновращательное);

Таблица 8.8. **Основные показатели буровых установок для вибробурения**

Параметры	АВБ-2М	АВБ-3	ВБУ	БУЛИЗ-15
Глубина виброударного бурения, м	20	20	40	15
Глубина вибровращательного бурения, м	—	40	—	—
Тип вибропогружателя	ВБ-7, ВБ-7М	ВБ-7М	ВБ-7М	С приводом от гибкого вала
База	ГАЗ-66	ЗИЛ-131	ГАЗ-66 ЗИЛ-131	УАЗ-469
Масса, кг	6300	9900	—	2030

✓ выбор способа проходки скважины (с открытым стволом или с одновременным креплением скважины обсадными трубами);

✓ конструкция скважины, выбор вибропогружателя и его параметров;

✓ режим бурения;

✓ выбор величины углубки за рейс в конкретных условиях.

Выбор разновидности вибробурения производят в зависимости от вибробуримости грунтов данного разреза. Наилучшей вибробуримостью обладают сильноувлажненные супеси и суглинки. Плохо поддаются вибробурению тугопластичные глины и плотные сухие пески. Особенно затруднено вибробурение в обломочных насыпных грунтах и при наличии твердых прослоек. Чисто вибрационное (безударное) бурение применяют редко, только в наиболее благоприятных условиях: однородные увлажненные супеси, суглинки. Виброударное бурение является основным преобладающим видом вибробурения и находит эффективное применение при бурении в большинстве пород I—IV категорий по буримости. Виброударновращательное бурение успешно применяют в разрезах с крупнообломочными грунтами и при наличии твердых прослоек.

При бурении в устойчивых породах устье скважины оборудуют направляющей трубой на глубину 2—3 м и далее бурение ведут без крепления скважины трубами. В разрезах, представленных сильнообводненными, сыпучими и другими неустойчивыми породами, бурение ведут с закреплением неустойчивых интервалов обсадными трубами сразу после их проходки, а в особо сложных условиях, особенно при разведке россыпных месторождений, с одновременным или опережающим закреплением скважины обсадными трубами, при этом погружение труб осуществляют также виброметодом.

Конструкции скважин вибробурения, их ступенчатость, кроме необходимости закрепления неустойчивых интервалов обсадными трубами, определяются также условиями эффективного погружения зонда. Конечный диаметр скважины зависит от необходимых размеров образца породы (керна), но обычно не менее 89 мм, часто 108 мм. Далее снизу вверх скважина может иметь ступенчатую конструкцию с переходом на большие диаметры. Теория и практика показывают, что при небольшой глубине скважины эффективнее (выше скорость

бурения) применять зонды максимального размера диаметром 168 или 219 мм, а с увеличением глубины скважины наибольшая скорость получается при последовательном уменьшении диаметра зондов. Эта закономерность объясняется тем, что таким путем поддерживается рациональный вес бурового инструмента по мере добавления бурильных труб. Из этих соображений рациональная конструкция скважин вибробурения при глубине более 10 м рекомендуется ступенчатой.

Выбор вибропогружателя и параметров режима бурения взаимосвязан. При вибробурении и виброударном бурении главными параметрами режима являются: осевая нагрузка, определяемая весом бурового инструмента и вибропогружателя, вынуждающее усилие, частота колебаний и ударов, максимальная амплитуда колебаний и возможный ход ударной части. В настоящее время для вибробурения и виброударного бурения в большинстве случаев используют вибромолоты ВБ-7 и ВБ-7М, так что выбор вибропогружателя и параметров режима бурения сводится к выбору из этих двух механизмов (см. табл. 8.6). Единственный параметр режима бурения, который поддается регулировке в небольших пределах,— частота вращения дебалансов. При электроприводе ее можно изменять в пределах ±5 % за счет изменения частоты вращения приводного двигателя и соответственно напряжения на генераторе. Выбор этого параметра зависит от плотности грунтов: для слабых грунтов лучше увеличивать частоту вращения дебалансов, для плотных — снижать. Регулировку частоты вращения дебалансов используют для влияния на отношение частоты вращения к частоте ударов ($i = n_{об}/n_у$) с целью поддержания устойчивого i в пределах 1—4, причем с увеличением глубины скважины и плотности пород желательно увеличивать i, чтобы получить большую силу удара. Большие перспективы в эффективном управлении этими параметрами режима (частота вращения и ударов) связаны с использованием для привода вибропогружателя гидродвигателя.

Для вибробурения, как и для ряда других видов бурения, характерно снижение скорости углубки по мере внедрения зонда в породу, что связано с нарастанием сил трения и уплотнением грунта внутри зонда. В начале рейса углубка идет быстро, затем механическая скорость бурения заметно снижается. Следовательно, существует момент, когда становится целесообразно прекратить бурение и поднять снаряд на поверхность, извлечь образец породы и вновь спустить снаряд в скважину и вести бурение с высокой скоростью. При бурении с затухающей механической скоростью существует оптимальная углубка за рейс, соответствующая максимальной рейсовой скорости и, следовательно, производительности бурения:

$$v_р = h_р/(t_б + t_{всп}) = v_м/(1 + t_{всп}/t_б), \qquad (8.15)$$

где $h_р$ — углубка за рейс, м; $t_б$ — время чистого бурения; $t_{всп}$ — время на вспомогательные операции.

Отрицательной характерной особенностью вибробурения является резкое снижение механической и рейсовой скоростей бурения с уве-

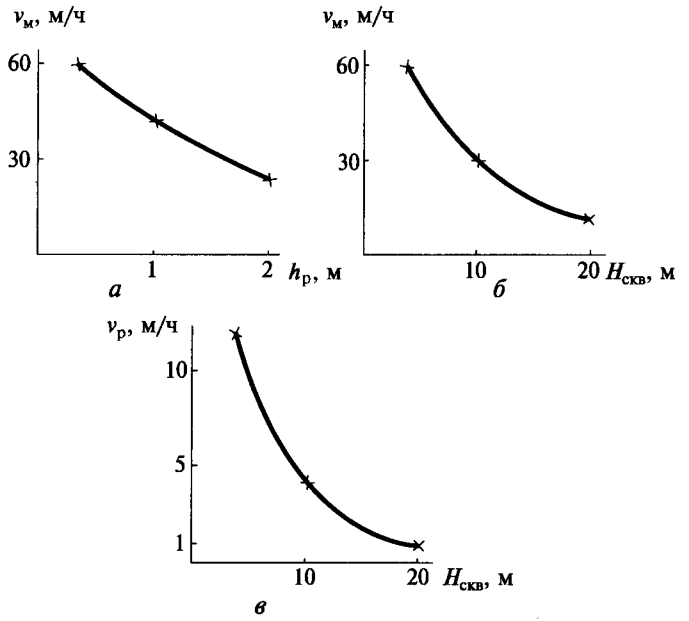


Рис. 8.24. Зависимость механической скорости вибробурения от текущей углубки (*а*), глубины скважины (*б*) и зависимость рейсовой скорости вибробурения от глубины скважины (*в*)

личением глубины скважины (рис. 8.24). Оптимальная величина углубки за рейс зависит от свойств буримых пород и от глубины скважины. При небольшой глубине и в легких породах углубка за рейс может составлять 3—5 м, с увеличением глубины и плотности пород рациональная углубка за рейс снижается до 0,6—0,2 м (табл. 8.9).

Таблица 8.9. **Примерные показатели виброударного бурения**

Показатели	Интервал глубин, м	Буримость пород (категория по буримости)			
		I	II	III	IV
Механическая скорость бурения, м/ч	0—4	180	90	60	30
	4—10	60	42	30	18
	10—20	36	24	12	6
	4—10				
	10—20				
Оптимальная углубка за рейс, м	0—4	5,0	2,5	1,5	0,8
	4—10	2,5	1,5	1,0	0,4
	10—20	2,0	1,0	0,6	0,2
Рейсовая скорость бурения, м/ч	0—4	20	15	12	8
	4—10	10	7	4	1,5
	10—20	3	2	1	0,5

Учитывая, что с увеличением углубки за рейс происходит значительное уплотнение грунта внутри зонда, т. е. искажаются механические свойства, в отдельных случаях при высоких требованиях к качеству образцов углубку за рейс снижают меньше оптимальной.

При вибробурении значительную трудоемкость представляет процесс извлечения породы из зонда, который выполняют вручную ломом или специальными лопатками. Невязкие грунты эффективно извлекать, передавая вибрацию на подвешенный и присоединенный к вибратору зонд, т. е. как бы вытряхивать грунт. Одним из путей облегчения и ускорения извлечения породы из зонда является применение разъемных и поршневых виброзондов. В первом случае наполненный грунтом зонд поднимают на поверхность, отвинчивают башмак, зонд разнимают на две продольные части и из него без труда извлекают ненарушенный образец породы. Во втором случае в верхней части внутри зонда закреплен поршень с поперечным отверстием, совпадающим с двумя продольными прорезями в теле зонда. После подъема зонда с грунтом на поверхность в отверстие поршня вставляют стержень, закрепленный к раме станка, и зонд лебедкой станка тянется вверх. Поршень, удерживаемый стержнем, выдавливает образец грунта из зонда.

Виброударновращательное бурение применяют при встрече твердых прослоек, крупнообломочных, мерзлых грунтов, а также с увеличением глубины скважины в плотных породах, где виброударное бурение становится весьма затруднительным или совсем невозможным. Однако область вибробурения может быть значительно расширена как по породам, так и по глубинам, если совместить виброударное воздействие с медленным вращением инструмента. При виброударновращательном бурении за счет вращения происходит резание и разрыхление грунта, а за счет виброударных импульсов идет интенсивное внедрение инструмента в разрыхленный слой грунта. Твердые включения при этом разрушаются резцами или оттесняются ими в сторону.

Для осуществления вибровращательного бурения в состав буровой установки добавляют роторный вращатель и специальную трехгранную ведущую трубу. Для вращения, поскольку оно осуществляется без промывки, требуется большой крутящий момент, достигающий 7000 Н · м для снижения силы трения ведущей трубы в роторе. Вращение от ротора на ведущую трубу передается через роликовые элементы качения, что позволяет обходиться без механизма принудительной подачи.

Для комбинированного разрушения породы вместо гладкого рабочего кольца (башмака) на виброзонд навинчивают специальную коронку, имеющую скосы для виброударного внедрения, и твердосплавные резцы для резания и рыхления породы (см. рис. 8.22). С учетом разнообразия буримых пород изготовляют специальные коронки с различным количеством и выступом резцов.

Сочетание вращения с виброударным воздействием не только расширяет область применения вибробурения, но и увеличивает скорость и производительность бурения в 3—4 раза по сравнению с вибробурением и медленновращательным бурением.

8.6. Шнековое бурение

Шнековое бурение (от нем. *Schnecke* — улитка, завиток, бесконечный винт) является разновидностью вращательного бурения, отличающейся тем, что удаление с забоя и транспортирование по стволу скважины разрушенной породы осуществляют одновременно с углубкой скважины не потоком очистного агента, а за счет свойств вращающейся шнековой колонны. Обычно шнековое бурение осуществляют сплошным забоем, при необходимости шнековое бурение можно вести с отбором ненарушенных образцов породы (керна) с помощью магазинных шнеков или съемных грунтоносов.

Шнековое бурение — наиболее распространенный и наиболее универсальный способ из всех видов неглубокого бурения. Его применяют при бурении скважин глубиной до 50—80 м в породах от I до VI категорий по буримости, в том числе в гравийно-галечных и в породах с включением небольших валунов. Широко распространено шнековое бурение ввиду того, что при бурении в большинстве пород происходит попутно закрепление стенок скважины поднимаемой породой.

Шнековое бурение используют при сейсморазведке (бурение для погружных зарядов ВВ), взрывных скважинах при открытой разработке угольных карьеров, инженерно-геологических, гидрогеологических, мелких водозаборных скважинах, разведке стройматериалов и некоторых других геологоразведочных скважинах. Такой вид бурения можно успешно применять в комбинации с геологоразведочным бурением, для забуривания скважины в начальном интервале, представленном рыхлыми наиболее трудными для бурения с промывкой породами.

Физические основы шнекового бурения

Физику процесса шнекового бурения отличают три важных момента: охлаждение породоразрушающего инструмента, транспортирование разрушенной породы на поверхность и закрепление стенок скважины поднимаемой породой.

При вращательном бурении неизбежно трение породоразрушающего инструмента о породу и его нагревание: чем быстрее вращение и больше силы трения, тем больше выделяется тепла и сильнее нагревается инструмент. При недостаточном охлаждении, т. е. отводе тепла, будет происходить значительный износ инструмента или даже его расплавление — «прижог». В шнековом бурении при отсутствии потока очистного агента охлаждение породоразрушающего инструмента происходит вследствие отдачи тепла непосредственно породе, эффективность охлаждения обеспечивается высокой скоростью бурения. В твердых скальных породах, где скорость бурения низка из-за недостаточного охлаждения инструмента, шнековое бурение не применяют.

Транспортирование разрушенной породы осуществляется по принципу шнекового транспортера. Такие транспортеры для перемещения

сыпучих материалов известны давно и широко применяются в различных областях техники: в цементной промышленности, на зерновых элеваторах, в сельхозмашинах и в обычной бытовой мясорубке. Как работает шнековой транспортер при бурении скважины?

Шнек состоит из центрального трубчатого стержня, к которому приварена спиральная реборда, представляющая собой винтовую поверхность. При бурении вертикальных скважин элементарный участок винтовой поверхности может быть представлен как наклонная плоскость с углом наклона α, в плане представляющая собой диск (рис. 8.25).

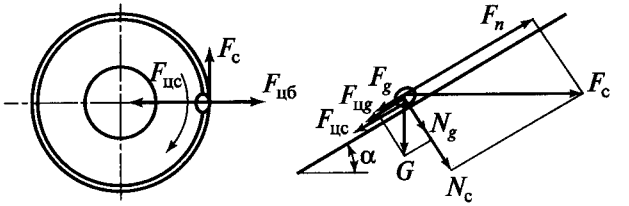
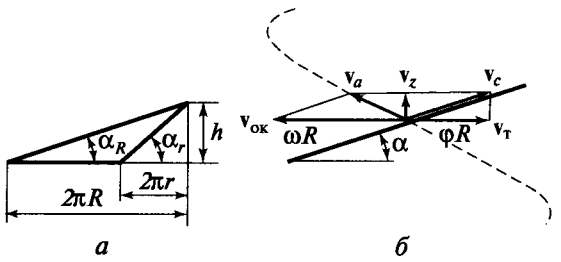


Рис. 8.25. Схема динамики подъема частицы породы при шнековом бурении

Частица породы, отделенная долотом, попадает на спираль шнека и начинает вращаться вместе с ним. За счет вращательного движения на частицу действует центробежная сила, отбрасывающая ее от центра вращения. Поскольку движение частицы по радиусу ограничено стенкой скважины, центробежная сила прижимает частицу к стенке, и со стороны стенки скважины на частицу будет действовать реакция, равная центростремительной силе: $F_{цс} = mR\omega^2$, где m — масса частицы; ω — частота вращения шнека; R — максимальный радиус шнека. На частицу породы также действует сила тяжести $G = mg$. Вращению частицы вместе со шнеком будет препятствовать сила трения ее о стенку скважины, вызванная центростремительной силой и равная $F_c = f_c F_{цс}$, где f_c — коэффициент трения породы о стенку скважины (порода по породе). Под действием силы трения о стенку частица породы частично или полностью удерживается от вращения, а точка шнека, на которой лежала частица, продолжает вращаться, в результате чего возникает относительное перемещение частицы и шнека. Этому перемещению будут препятствовать силы трения частицы о поверхность реборды шнека и составляющая силы тяжести, направленная вниз вдоль спирали (по наклонной плоскости) шнека. Всего сил, действующих вниз вдоль спирали шнека, три: составляющая веса $F_G = mg\sin\alpha$, сила трения от нормальной составляющей веса $F_{ш\,G} = f_ш mg\cos\alpha$ и сила трения от нормальной составляющей (прижимающей частицу к поверхности шнека), силы трения частицы о стенку скважины $F_{шс} = f_ш N_{F_c} = f_ш F_c \sin\alpha = f_ш f_c mR\omega^2 \sin\alpha$.

Вверх по винтовой поверхности шнека действует составляющая от силы трения частицы о стенку скважины, которую можно назвать подъемной $F_п = F_c\cos\alpha = f_c mR\omega^2\cos\alpha$. Из схемы (рис. 8.26) очевидно, что частица будет двигаться вверх по шнеку, если сила $F_п$ будет больше



а *б*

Рис. 8.26. Геометрия витка шнека (*а*) и кинематика подъема частицы породы при шнековом бурении (*б*)

суммы сил, препятствующих этому движению F_{G1}, $F_{ш\,G1}$, $F_{шс}$, т. е. условие транспортирования частицы по шнеку будет составлять

$$F_п \geq F_{G1} + F_{ш\,G1} + F_{шс}. \qquad (8.16)$$

Раскрывая выражение (8.16), получим

$$f_c m R\omega^2 \cos\alpha \geq mg \sin\alpha + f_ш mg \cos\alpha + f_ш f_c m R\omega^2 \sin\alpha,$$

и, решив его относительно ω, получим первое условие транспортирования породы при шнековом бурении:

$$\omega \geq \sqrt{\frac{g(\sin\alpha + f_ш \cos\alpha)}{Rf_c(\cos\alpha - f_ш \sin\alpha)}}. \qquad (8.17)$$

Эта формула действительна для элементарной частицы, расположенной на краю реборды на максимальном удалении от центра вращения, т. е. на расстоянии R. В реальных условиях на реборде одновременно находится значительное число частиц, часть из которых располагается ближе к центру шнека, т. е. их радиус меньше R. Кроме того, поскольку они не касаются стенки скважины, их тормозная сила меньше, чем у частицы, прижатой к стенке.

Эти обстоятельства учитываются коэффициентами: $k_1 = 0{,}8—0{,}9$ — учитывает уменьшение R и $k_2 = 0{,}9$ — уменьшение силы трения. Окончательно расчетная формула для подсчета минимально необходимой частоты вращения шнека для подъема породы имеет вид

$$\omega \geq \sqrt{\frac{g(\sin\alpha + f_ш \cos\alpha)}{k_1 k_2 Rf_c(\cos\alpha - f_ш \sin\alpha)}}. \qquad (8.18)$$

При использовании этой формулы надо знать свойства и состояние породы, определяющие значения f_c, $f_ш$, k_1, k_2. Анализ формулы (8.18) показывает, что для улучшения транспортирования породы шнеком надо стремиться к минимальному значению коэффициента $f_ш$, для чего поддерживать поверхность реборды чистой, ровной и гладкой. Лучшее транспортирование породы также будет при больших значениях f_c и большем R.

Рассмотрим траекторию частицы породы при ее транспортировании с забоя на поверхность. Винтовая поверхность реборды шнека выполнена таким образом, что угол подъема винтовой линии не одинаков по ширине реборды: больший у стенки центральной трубы шнека и минимальный на внешнем краю реборды. Развертка витка шнека показана на рис. 8.26, *а*. Здесь h — шаг винтовой спирали шнека; r — радиус трубы шнека; R — наружный радиус реборды шнека; $\alpha_r = \operatorname{arctg}(h/2\pi r)$, $\alpha_R = \operatorname{arctg}(h/2\pi R)$. Обычно для буровых шнеков $\alpha_r - \alpha_R = 7—20°$. Схема движения частицы породы при ее транспортировании шнеком показана на рис. 8.26, *б*. Абсолютная скорость движения частицы является векторной суммой вращательного движения частицы со шнеком (переносное движение) и относительного движения (скольжения) частицы по шнеку:

$$\mathbf{v}_a = \mathbf{v}_b + \mathbf{v}_r,$$

где $\mathbf{v}_b = \omega R$ — окружная скорость вращательного движения шнека; φR — уменьшение скорости вращательного движения частицы за счет ее торможения трением о стенку скважины. Как видно из схемы, подъем породы обусловлен наличием положительного угла γ между абсолютной и переносной скоростями. Значение абсолютной скорости из схемы составляет

$$\mathbf{v}_a = \omega R \sin\alpha / \sin(\alpha + \gamma). \qquad (8.19)$$

Вертикальная составляющая скорости движения частицы равна

$$\mathbf{v}_z = \omega R \sin\alpha \sin\gamma / \sin(\alpha + \gamma). \qquad (8.20)$$

Из формулы (8.20) следует, что скорость подъема частицы увеличивается с ростом угла γ. Наиболее интенсивный рост вертикальной скорости происходит при значениях угла γ до 15°, а ее максимальное значение будет при $\gamma = 90°$, т. е. при полном отсутствии вращения частицы. Однако такого значения γ достигнуть нельзя, поскольку с остановкой вращения исчезнет центробежная сила, прижимающая частицу к стенке скважины. Фактическая траектория движения частицы породы при шнековом бурении представляет собой левую спираль с углом подъема γ.

Вертикальная составляющая, или скорость транспортирования породы, определяет возможности шнекового бурения. Если объем породы, получаемой в результате бурения и подаваемой на спираль шнека $Q_б$, будет больше транспортирующей способности шнека $Q_ш$, то произойдет уплотнение и слипание породы, образование сальника и прекращение транспортировки породы, т. е. создается аварийная ситуация. Отсюда следует еще одно условие шнекового бурения: объем разбуриваемой породы должен быть меньше или равен объему транспор-

тируемой породы, т. е. $Q_б \le Q_ш$. Из этого соотношения можно определить максимально допустимую скорость бурения:

$$v_{max} = (R^2 - r^2)K_1 v_z/(K_2 K_3 R^2), \qquad (8.21)$$

где K_1 — коэффициент заполнения шнека породой; K_2 — коэффициент разбуривания скважины, равный 1,1—1,2; K_3 — коэффициент разрыхления породы, равный 1,2—1,6. Однако воспользоваться этой формулой трудно, поскольку сложно определить вертикальную скорость частицы.

Технические средства для шнекового бурения

В шнековом бурении определяющую роль играет буровой инструмент, от которого и произошло название вида бурения. В практике шнекового бурения выделено три разновидности и соответственно три компоновки бурового технологического инструмента:

— бескерновое шнековое бурение осуществляют долотом и колонной обычных шнеков;

— шнеко-колонковое бурение ведут с использованием магазинного шнека с коронкой и колонны обычных шнеков;

— бурение колонной полых шнеков с использованием съемного керноприемника или съемного долота.

При бурении в мягких и рыхлых породах применяют двух- и трехлопастные долота режущего типа со спиральными или плоскими лезвиями, армированными твердым сплавом. Для пород средней твердости, где нужна более высокая износостойкость, применяют долота округленного профиля со значительно большей насыщенностью твердым сплавом. Основные виды шнековых долот приведены на рис. 8.27.

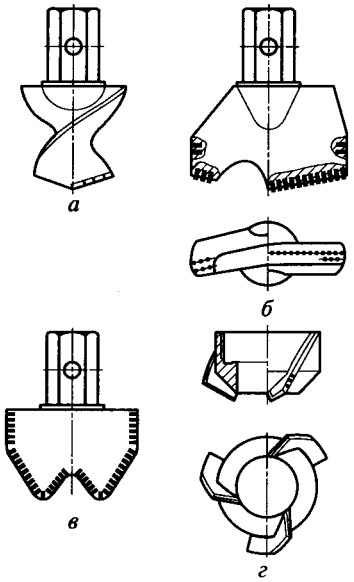


Рис. 8.27. Породоразрушающий инструмент для шнекового бурения:

а — спиральное долото для рыхлых пород; *б* — долото для плотных пород 1ДРШ-М; *в* — долото для слабых скальных пород (угля); *г* — коронка для магазинного шнека

При шнеко-колонковом бурении и бурении полыми шнеками породоразрушающий инструмент представлен специальными шнековыми коронками, разрушающими породу по кольцевому забою режущими лопастями. Обычно коронки имеют от 3 до 6 лопастей, армированных твердым сплавом, с гладкой или ступенчатой режущей поверхностью (см. рис. 8.27, *г*).

Основой бурового инструмента для шнекового бурения служат буровые шнеки, составляющие колонну с непрерывной спиральной ребордой от долота или коронки на забое до поверхности. В зависимости от разновидности бурения применяют три основных вида шнеков: обычные, в том числе и утяжеленные, магазинные и полые. Наиболее часто применяют обычные буровые шнеки. Шнек — это труба с навитой на ней спиральной ребордой. Спираль получают путем навивки стальной ленты на специальную винтовую оправку, затем ее надевают на трубу шнека, растягивают вдоль трубы до получения нужного шага и приваривают. К концам трубы шнека приваривают соединительные элементы (рис. 8.28, *а*). Обычные шнеки различаются размерами по наружному диаметру спиральной реборды диаметром трубы шнека, шагом спиральной реборды, общей длиной и устройством соединительных элементов. Для разных буровых установок применяют разнообразные шнеки, отличающиеся размерами и устройством соединений, что часто исключает их взаимозаменяемость (табл. 8.10).

Как видно из табл. 8.10, наружный диаметр шнека составляет 0,88—0,95 от диаметра долота, что обеспечивает свободное вращение шнековой колонны и способствует закреплению стенок скважины.

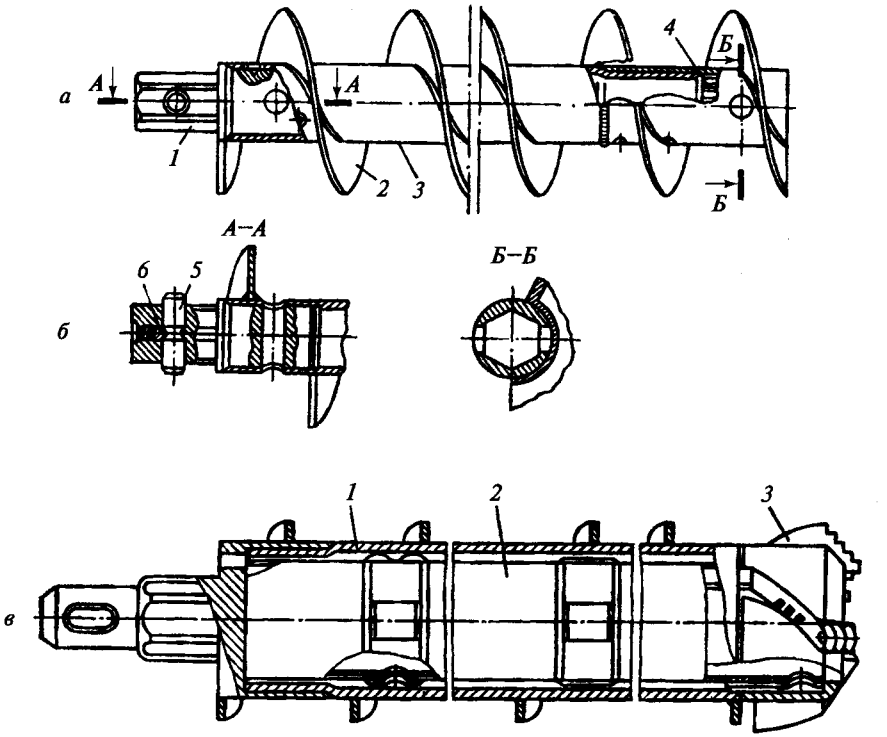


Рис. 8.28. Буровой и магазинный (колонковый) шнеки

Таблица 8.10. **Размеры шнеков для установок шнекового бурения**

Установка	Диаметр долота, мм	Диаметр шнека, мм	Диаметр трубы, мм	Размер реборды, мм	Шаг, мм	Длина шнека, мм	Тип соединений
КМ-10	64—70	362	25	20×2	50	1240	Резьбовое
УКБ 12/25	76	70	25	23,5×3	55	1000	»
УПБ-100	105—112	100	42	25×3	60	1000 1500	Шести-гранное
УГБ-50М	151	135	73	30×5	100	1500	То же
УГБ-1ВС	198	180	73	53,5×5	125	1500	
	250	230	89	70,5×5	167	1500	

Кроме обычных шнеков, применяют утяжеленные буровые шнеки, отличающиеся от обычных увеличенной толщиной до 10—16 мм реборды, приваренной к трубе двумя швами (сверху и снизу). Как правило, в колонну при встрече валунно-галечных отложений вставляют 2—3 утяжеленных шнека. Утяжеленные шнеки, кроме повышенной прочности, обеспечивают также плавность вращения шнековой колонны.

Соединения обычных буровых шнеков могут быть двух типов — шестигранные замки и резьбовые соединения (рис. 8.28). Наиболее распространены и имеют наибольшие достоинства шестигранные соединения. При таком типе соединений на одном конце шнека имеется наружный шестигранник с поперечным отверстием, а на другом — внутренний шестигранник с таким же отверстием. При соединении шнеков в колонну наружный шестигранник входит во внутренний другого шнека, поперечные отверстия совпадают и в них забивают запорный палец. Шестигранное соединение в отличие от резьбового обеспечивает точное совпадение спирали реборды одного шнека со спиралью следующего и получение непрерывной спирали по всей колонне шнеков. Не менее важно то, что при таком соединении шнековую колонну можно вращать как вправо, так и налево. Это позволяет легко извлекать шнеки в случае их прихвата породой, а также осуществлять тампонирование скважины, транспортируя при левом вращении породу к забою скважины.

Для бурения с отбором ненарушенных образцов породы из отдельных интервалов скважины на нижнем конце шнековой колонны устанавливают магазинный (колонковый) шнек. Магазинный шнек (см. рис. 8.28, *б*) состоит из трубы *1*, диаметр которой несколько больше, чем у трубы обычного шнека. На наружной поверхности трубы приваривают спиральную реборду с шагом и наружным диаметром, равными обычным шнекам. На нижнем конце магазинного шнека на резьбе навинчена коронка *3*, а внутри размещена разъемная гильза *2*.

Для бурения с непрерывным отбором ненарушенных образцов съемным грунтоносом или для доставки на забой заряда ВВ без подъема шнеков в скважинах с неустойчивыми стенками при сейсморазведке применяют колонну полых шнеков, у которых за счет увеличения диаметра трубы несколько уменьшена ширина реборды и применены

соединения, оставляющие открытым центральное отверстие трубы. Кроме указанных задач, полые шнеки можно использовать для бурения и оборудования с послойным опробованием водоносных горизонтов гидрогеологических скважин, при бурении комбинированных скважин для проходки и закрепления интервалов неустойчивых пород с оставлением полой колонны шнеков в качестве обсадной. Особенности конструкции полых шнеков сводятся к устройству их соединений. Для полых шнеков обычно используют фиксированные соединения (шлицевые, кулачковые, восьмигранные и др.), позволяющие получить совпадение спирали и осуществить левое вращение. Наиболее характерные соединения полых шнеков приведены на рис. 8.29, *б*.

Для шнекового бурения используют станки (установки) с подвижным вращателем, поскольку конструкция шнеков исключает использование станков шпиндельного и роторного типов. Станок должен осуществлять вращение шнеков с частотами от 1 до 5 $с^{-1}$, развивать значительный крутящий момент, обеспечивать осевое перемещение шнеков с ходом подачи не менее длины шнеков (1—3 м) и регулирование осевой нагрузки как вниз дополнительно к весу шнеков, так

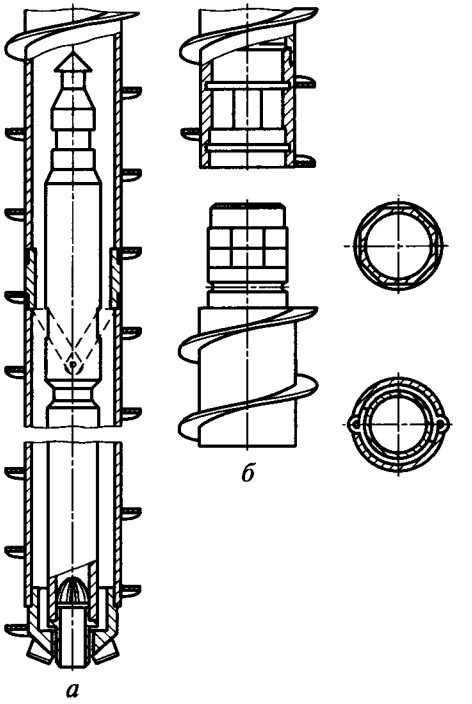


Рис 8.29. Инструмент для шнеко-колонкового бурения:
а — шнековая колонна со съемным керноприемником; *б* — соединения полых шнеков

и вверх — бурение с разгрузкой. Учитывая высокие скорости бурения и, следовательно, минимальные затраты времени на сооружение скважины, станки шнекового бурения должны обладать высокой транспортабельностью. Практически для шнекового бурения применяют переносные или самоходные буровые установки (табл. 8.11).

Таблица 8.11. **Параметры буровых установок, применяемых для шнекового бурения**

Станок	Параметры					
	Транспортабельность	Глубина бурения, м	Диаметры скважин, мм	Частоты вращения, $с^{-1}$	Ход подачи, мм	Тип подачи
Мотобур КМ-10	Переносной	10	70; 105	4,5	1000	Ручная
УКБ 12/25 УКБ 12/25с	Переносная Самоходная	15	70; 105; 140	1,7—4,5	1200	Механическая с ручным приводом
УПБ-100Р УПБ-100ГТ2	Переносной Самоходная	25	76; 112	2,1—3,9 1,0—6,0	1200 3500	Гидравлическая
УГБ-50М УГБ-1ВС УГБ-1ВСТ	»	50	151; 198; 250	1,1—3,3 0,55—8,33	1500 3250	»
ЛБУ-50	»	50	198; 250	1,0; 1,8 2,3—5,4	3250	»
УРБ-2А-2	»	30	151	2,3—5,4	5200	»

Кроме приведенных в табл. 8.11 для шнекового бурения специальных (взрывных, сейсмоприемных) скважин, применяют и другие установки: УШ-1Т, УШ-2Т, УШБМ-16, КБУ-15.

Наиболее распространенной и характерной для бурения геологоразведочных, гидрогеологических и инженерно-геологических скважин является установка УГБ-1ВС (УГБ-50М). Привод подвижного вращателя осуществляется от двигателя через коробку передач и вертикальный вал, установленный вдоль мачты станка. Подача вращателя производится двумя гидроцилиндрами, обеспечивающими плавное, в пределах 30—80 кН регулирование осевой нагрузки, а также спуск и подъем шнеков при бурении.

Подъем колонны шнеков из скважины производят планетарной лебедкой, которую можно использовать и для ударно-канатного бурения стаканами, желонкой или для работы с обсадными трубами.

Технология шнекового бурения

Выбор технологических решений при шнековом бурении зависит от целей, задач и геологических условий бурения. Назначение скважины и задачи ее бурения определяют выбор разновидности: обычное бескерновое, бурение рейсами с использованием магазинных шнеков для эпизодического отбора ненарушенных образцов породы, бурение полыми

шнеками для постоянного отбора ненарушенных образцов или для доставки на забой заряда ВВ. В преобладающем большинстве случаев применяют бескерновое бурение, в отдельных случаях — с использованием магазинных шнеков для эпизодического отбора ненарушенных образцов.

Ядром технологии является режим бурения, включающий для шнекового бурения три параметра: частоту вращения, осевую нагрузку и скорость подачи.

Выбор рациональной частоты вращения определяется двумя пределами: нижним, обеспечивающим транспортировку породы (см. формулу (8.18)), и верхним, ограничивающим частоту вращения появлением вибрации шнековой колонны или недостаточностью приводной мощности. Практически во всех случаях увеличение частоты вращения улучшает транспортировку породы и повышает скорость бурения. Особенно важно увеличивать частоту вращения при бурении в вязких липких породах. При бурении в плотных и твердых породах необходимо снижать частоту вращения во избежание перегрева долота. Рекомендуемая частота вращения для мягких пород 2,0—3,5 $с^{-1}$, для плотных — 1,0—2,0 $с^{-1}$.

Осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент определяется диаметром долота и свойствами буримых пород. Как и в других видах бурения она тем больше, чем тверже горная порода. Необходимо учитывать, что при шнековом бурении оценить действительную осевую нагрузку, действующую на породоразрушающий инструмент, практически невозможно, поскольку в создании осевой нагрузки, кроме усилия подачи бурового станка, участвуют вес шнеков, вес породы на шнеках и реактивная сила при подъеме породы по шнекам. Последние две составляющие трудно определимы, поэтому управление процессом шнекового бурения осуществляется условно регулированием усилия, создаваемого механизмом подачи бурового станка. При небольшой глубине скважины системой подачи создается дополнительная к весу нагрузка в мягких породах до 3—5 кН, в плотных до 10—20 кН, которая уточняется по условию максимально возможной механической скорости бурения при обеспечении выноса породы. С увеличением глубины скважины, особенно при бурении в мягких породах, вес шнеков транспортируемой породы и реактивная сила становятся больше рациональной осевой нагрузки. В этом случае усилие подачи направлено вверх, и бурение ведут с разгрузкой, т. е. усилие подачи разгружает часть веса, а оставшаяся часть обеспечивает осевую нагрузку на долото, идет разрушение породы и углубка скважины.

Следующий параметр режима — механическая скорость бурения, которая должна поддерживаться из условия транспортирования породы, т. е. объем разрушаемой породы не должен превышать транспортирующей способности шнеков.

Главной положительной особенностью шнекового бурения является то, что в силу специфики работы шнековой колонны во многих случаях происходит непроизвольное закрепление стенок скважины, затираемой в них породой. Как указывалось, долото и, следовательно,

диаметр скважины в призабойной зоне имеет размер на 5—20 мм больше диаметра шнека. Частицы разрушенной породы, поднимаясь по шнекам, частично попадают в зазор между шнеками и стенками скважины и «втираются» в стенки вращающейся ребордой, как бы оштукатуривая стенки, что придает им достаточную устойчивость. Закрепление стенок происходит не только в глинистых породах, но и при бурении любых минимально связных пород и, что особенно важно, при бурении в гравийно-галечных отложениях, где при транспортировке породы мелкая галька «забивается» ребордой шнеков между крупными гальками в стенках скважины, создавая тем самым высокую устойчивость стенок. Для всех других видов бурения проходка гравийно-галечных отложений представляет огромную трудность.

Другая особенность шнекового бурения отрицательная — возникновение вибраций шнековой колонны при недостаточной загруженности шнеков поднимаемой породой, особенно с увеличением частоты вращения. Вибрация шнеков недопустима, так как она может привести к поломке соединений шнеков, а также к нарастающей разработке ствола скважины, в свою очередь увеличивающей вибрацию шнеков. Чтобы не допускать вибрацию, нельзя использовать шнеки с несоосными соединениями, гнутые, с деформированной ребордой. В процессе бурения необходимо постоянно поддерживать заполненность шнеков породой путем регулирования скорости бурения. Если вибрация все же возникла, необходимо снизить частоту вращения и добиться заполнения шнеков породой.

Следующая особенность шнекового бурения тоже отрицательная — образование на шнеках «сальников» при бурении в вязких, липких породах. Порода налипает на отдельные участки шнека, а подаваемая снизу порода, натыкаясь на затор, не может транспортироваться, уплотняет и увеличивает затор — «сальник», размеры которого увеличиваются в ширину, становясь больше диаметра скважины за счет уплотнения стенок скважины. Такой сальник не только препятствует продолжению бурения, но и не позволяет извлечь инструмент на поверхность, т. е. происходит авария, ликвидировать которую при шнековом бурении довольно легко за счет применения левого вращения шнеков (если шнеки имеют не резьбовые соединения), при котором шнеки как бы выкручиваются из сальника. Для предотвращения образования сальников при бурении в вязких породах бурение необходимо вести на максимально возможной частоте вращения, чистить шнеки и при необходимости смазывать поверхность спирали шнеков, не допускать нарушения непрерывности спирали и смятия реборды шнеков. При реальной опасности сальникообразования рекомендуется в скважины подливать небольшое (3—5 л) количество воды.

Последняя особенность шнекового бурения связана с возможностью левого вращения шнеков. Кроме надежного и легкого извлечения шнеков при прихватах, сальниках, заклинке шнеков валунами, левое вращение шнеков в сочетании с медленным подъемом колонны и подачей на шнеки выбуренной породы позволяет получить полный

качественный ликвидационный тампонаж скважины, при котором вся разрушенная порода подается обратно и заполняет объем скважины.

Геологическое опробование при шнековом бурении может выполняться:

- ✓ непосредственно на устье скважины по породе, выносимой шнеками в процессе бурения;
- ✓ с лопасти спирали нижнего шнека при медленном ввинчивании его без долота и транспортировке породы с подъемом всей колонны шнеков на поверхность;
- ✓ с использованием магазинных шнеков;
- ✓ при использовании шнеко-колонкового бурения со съемным грунтоносом.

Выбор конкретного способа зависит от назначения скважины, требований к точности и качеству геологического опробования и технических возможностей.

Геологическое опробование по выносимой на поверхность породе имеет минимальную точность, не позволяет определять структуру и строение пород. Однако при таком способе и наличии минимальной геологической информации достигается максимальная производительность бурения. Геологический разрез при этом должен строиться с учетом времени и скорости транспортирования породы каждого вида по шнекам. Теоретически скорость подъема породы и точную привязку поднятой породы к глубине можно определить по формуле (8.20), но практически обычно неизвестны реальные значения коэффициентов трения и значения угла спирали траектории движения породы γ. Поэтому разрез в таких случаях приходится строить приблизительно. Для повышения точности разреза обычно применяют поинтервальную углубку на 1—1,5 м, после чего вращением шнеков без подачи на поверхность поднимают всю породу с пробуренного интервала. Величина интервала определяет точность полученного геологического разреза. Уточнению разреза при этом методе способствует механический каротаж, т. е. фиксирование заметных изменений скорости бурения, которые соответствуют смене пород, что позволяет достаточно точно определять границы пластав.

Наиболее качественное опробование достигается при использовании магазинных шнеков. В этом случае получают образец породы с ненарушенной структурой, неизмененными механическими свойствами и достаточными для инженерных исследований размерами. Для получения образцов магазинным шнеком каждый раз после углубки на его длину необходимо останавливать бурение и поднимать на поверхность всю колонну шнеков, что резко снижает производительность бурения. Для увеличения производительности обычно сочетают бескерновое бурение с использованием магазинного шнека на отдельных интервалах скважины, где наиболее важно получить качественные образцы породы.

Шнеко-колонковое бурение полыми шнеками применяют значительно реже из-за сложности инструмента и малого диаметра образ-

цов породы, обычно недостаточного для инженерно-геологических исследований. Главное достоинство этого метода — сочетание высокой производительности с непрерывным отбором образцов породы. Это наиболее перспективный метод, особенно при разведке стройматериалов и гидрогеологических исследованиях, что подтверждает зарубежный опыт, где шнеко-колонковое бурение колонной полых шнеков получило широкое применение и показывает высокую эффективность.

Расчетный способ определения глубины залегания границы контакта горных пород

Для определения глубины H (рис. 8.30) контакта суглинка и песка (принято условно) шнековая колонна длиной H_0 холостым вращением очищается от породы. В процессе бурения фиксируются следующие величины:

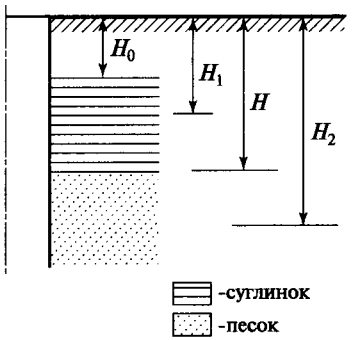


Рис. 8.30. Расчетная схема

- ✓ H_0 — глубина скважины в начале бурения, м;
- ✓ t_1 и H_1 — время от начала бурения, через которое транспортируемый шнеками суглинок появится на поверхности, и соответствующая глубина скважины (длина шнековой колонны);
- ✓ t_2 и H_2 — время от начала бурения, через которое транспортируемый песок появится на поверхности, и соответствующая глубина скважины;
- ✓ $v_п$ — механическая скорость бурения песка, м/ч:

$$v_п = \frac{H_ш}{t}, \tag{8.22}$$

где $H_ш$ — длина шнека; t — время углубления скважины в песке на длину шнека:

$$t_c + t_п = t_2, \tag{8.23}$$

где t_c — время бурения суглинка мощностью $(H - H_0)$; $t_п$ — время бурения песка мощностью $(H_2 - H)$.

$$t_c = \frac{H - H_0}{v_c}, \tag{8.24}$$

где v_c — механическая скорость бурения суглинка.

$$v_c = \frac{H_1 - H_0}{t_1}, \tag{8.25}$$

$$t_п = \frac{H_2 - H}{v_п}. \tag{8.26}$$

После подстановки (8.24) — (8.25) в (8.23) получим

$$\frac{(H - H_0)t_1}{H_1 - H_0} + \frac{H_2 - H}{v_п} = t_2, \tag{8.27}$$

откуда окончательно

$$H = \frac{(H_1 - H_0)(t_2 v_п - H_2) + H_0 t_1 v_п}{t_1 v_п + H_0 - H_1}. \tag{8.28}$$

Полученное решение (8.28) позволяет расчетным путем установить глубину залегания границы контакта двух различных горных пород.

Литература

1. *Афанасьев И. С., Душин А. И.* Бурение скважин при разведке месторождений строительных материалов.— Л.: Недра, 1980.
2. *Башкатов Д. Н., Олоновский Ю. А.* Вращательное шнековое бурение геологоразведочных скважин.— М.: Недра, 1968.
3. *Кренделев В. П.* и др. Техника и технология ударно-канатного бурения при разведке россыпей.— М.: Недра, 1979.
4. *Ребрик Б. М.* Справочник по бурению инженерно-геологических скважин.— М.: Недра, 1983.
5. *Ребрик Б. М.* Бурение инженерно-геологических скважин.— М.: Недра, 1990.
6. *Минаков В. М., Макаров Б. П., Морозов И. В.* Практическое руководство для бурения скважин на россыпных месторождениях.— М.: Геоинформцентр, 2002.

ГЛАВА 9
СООРУЖЕНИЕ СКВАЖИН НА ВОДУ

Потребность общества в воде с каждым годом возрастает. Это связано как с необходимостью обеспечивать города и поселки питьевой и технической водой, так и мелиорацией земель. В значительной мере потребности в воде удовлетворяются за счет использования подземных вод. При разработке месторождений полезных ископаемых, различных видах строительства, осушении земель и т. д. возникает необходимость в понижении уровня подземных вод. Такая задача решается с помощью водопонизительных (дренажных) скважин.

Подземные воды глубоких горизонтов используют в качестве лечебных (минеральных и термальных) вод и для добычи редких элементов — лития, бора и др. (промышленные воды).

Рост потребления подземных вод требует интенсификации поисковых и разведочных работ, однако во многих районах уже сегодня отмечается истощение эксплуатируемых водоносных горизонтов и их загрязнение, связанное с хозяйственной деятельностью человека.

По целевому назначению буровые скважины на воду подразделяют:

- ✓ на поисковые;
- ✓ разведочные;
- ✓ разведочно-эксплуатационные;
- ✓ эксплуатационные;
- ✓ водопонизительные (дренажные);
- ✓ наблюдательные;
- ✓ нагнетательные.

Поисковые скважины выполняют функции обнаружения залежей подземных вод и позволяют выявить районы, где целесообразно организовать разведочные работы.

Разведочные скважины предназначены для изучения гидродинамических и геохимических характеристик водоносных горизонтов. Скважины, переданные для эксплуатации после выполненных исследований, называют разведочно-эксплуатационными.

Наблюдательные скважины предназначены для изучения режима подземных вод при региональных исследованиях и проведения опытно-фильтрационных работ.

Водопонизительные скважины широко используют для понижения уровня грунтовых вод при различных видах строительства и в сельском хозяйстве.

Нагнетательные скважины используют для захоронения промышленных отходов, разработки руд методом подземного выщелачивания и растворения, укрепления фундаментов и т. п.

Глубины скважин в зависимости от гидрогеологических условий и целевого назначения колеблются от нескольких десятков метров до 200—300 м при добыче пресных подземных вод, до 1000—2000 м при каптаже минеральных и термальных вод.

Поисковые и разведочные скважины после завершения проводимых в них исследований подлежат ликвидационному тампонажу.

9.1. Способы бурения

Для сооружения скважин на воду используют различные способы и технологии бурения. Разные способы бурения имеют определенные преимущества и недостатки, поэтому в зависимости от целевых задач и условий их применения существуют области их рационального использования. Критериями целесообразности использования того или иного способа бурения являются технико-экономические показатели и выполнение поставленных геологических задач.

Вращательное (роторное) бурение сплошным забоем является основным способом, который используется в практике, на его долю приходится более 90 % всего выполняемого объема работ.

С целью повышения геологической информативности все скважины роторного бурения подвергаются геофизическим исследованиям (каротажу) и гидрогеологическому опробованию.

В качестве породоразрушающих инструментов используют различных типов и конструкций шарошечные и лопастные долота, в случаях бурения разведочных скважин малого диаметра (до 150—200 мм) используют пикобуры. В плотных породах средней твердости (до VII категории) вместо шарошечных долот можно применять лопастные долота режуще-истирающего типа (РИД). Алмазные долота используют исключительно в глубоких скважинах (более 3000 м) и в плотных неабразивных породах.

Гидромониторные долота в рыхлых и мягких породах обеспечивают более высокие механические скорости, чем долота с традиционной схемой промывки. Однако в практике сооружения скважин на воду, где преобладают относительно небольшие глубины бурения, долота такого типа используют редко из-за того, что они требуют применения достаточно мощных насосов для преодоления потерь давления на гидронасадках (до 30—40 МПа). Диаметр бурильных труб $d_{б.т}$ подбирают из расчета $d_{б.т} \approx (0{,}6—0{,}7) \cdot D_д$, где $D_д$ — диаметр долота.

Для создания дополнительного усилия на долото при забуривании скважин в некоторых буровых установках предусмотрено использование дополнительных гидравлических устройств, устанавливаемых на ведущей трубе.

В мягких и рыхлых породах режим промывки скважины оказывает наиболее значительное влияние на показатели бурения. А. Я. Третьяк выполнил серию экспериментов при бурении лопастными долотами диаметром 190 мм в породах III категории по буримости. Повышение плотности промывочной жидкости от 1,02 до 1,3 г/см^3 и вязкости от 17 до 40 с является причиной снижения механической скорости бурения в 2—2,5 раза. Увеличение подачи промывочной жидкости от 200 до 300 л/мин повышает скорость бурения в 1,6 раза. В породах средней твердости и выше это влияние значительно слабее.

В мягких и средних по твердости породах В. М. Беликовым экспериментально установлено, что механическая скорость зависит от скорости движения потока промывочной жидкости в затрубном пространстве $v_{z\,\min}$, м/мин:

$$v_{z\,\min} \geq 20 v_б \frac{F_з}{F_к}, \qquad (9.1)$$

где $v_б$ — механическая скорость бурения, м/мин; $F_з$ — площадь забоя, м^2; $F_к$ — площадь кольцевого пространства, м^2.

Жидкость может протекать в ламинарном и турбулентном режимах. Последний характеризуется большей выносной способностью и поэтому является более предпочтительным с позиций удаления бурового шлама с забоя. Искусственно перевести режим течения потока в турбулентный можно, если над долотом и в колонне труб устанавливать специальные устройства — турбулизаторы (рис. 9.1), позволяющие дополнительно сообщать потоку некоторую окружную составляющую скорости. Качественное изменение течения потока и переход к турбулентному режиму происходит при величине закрутки σ:

$$\sigma = \frac{\omega(D-d)}{v_z} > 3, \qquad (9.2)$$

где ω — угловая частота вращения, с$^{-1}$; D — диаметр турбулизатора, м; d — диаметр корпуса турбулизатора, м; v_z — вертикальная скорость потока, м/с.

Рис. 9.1. Турбулизатор

Применение турбулизаторов позволяет повысить скорость бурения, снизить вероятность образования «сальников» на колонне труб, затяжек инструмента и т. п.

Переход к турбулентному режиму зависит от параметров промывочной жидкости:

$$v \cong 25\sqrt{\frac{\rho}{\tau}}, \qquad (9.3)$$

где v — скорость, при которой режим течения переходит в турбулентный, м/мин; ρ — плотность раствора, кг/м^3; τ — динамическое напряжение сдвига, Па.

В роторном бурении геологическую документацию ведут главным образом по шламу, который систематически отбирают в процессе углубки. Для отбора керна используют колонковые снаряды и бурильные головки.

В практике обычно используют передвижные установки роторного типа или установки с подвижным вращателем.

Ударно-канатное бурение применяют для сооружения скважин глубиной до 100—150 м в слабообводненных породах и в галечниковых отложениях. Недостатки этого способа бурения — его низкая производительность и высокая металлоемкость конструкции скважины. Улучшить эти показатели можно, если использовать вибротехнические средства для принудительной посадки обсадных труб и их извлечения. В настоящее время этот способ бурения используют в ограниченном масштабе.

Вращательное бурение с обратной промывкой предусматривает использование в качестве промывочной жидкости технической воды. Этот способ позволяет сооружать скважины большого диаметра (до 1—1,5 м) в мягких и рыхлых породах до глубины 100—150 м, обеспечивая высокое качество вскрытия водоносного пласта. Используют его для сооружения крупных водозаборов, поскольку он позволяет сооружать высокодебитные скважины в мелкозернистых и среднезернистых песках. Наличие мощного контура гравийной обсыпки позволяет избегать долговременного пескования и гарантирует устойчивую работу скважины на длительный период.

Обратную промывку осуществляют системой эрлифта или центробежного насоса. Сооружение скважин при этом способе бурения затруднительно в зимнее время из-за необходимости закрытия отстойников большой площади (80—120 м^2) и всей промывочной системы от замерзания.

Вращательное бурение с продувкой воздухом и ГЖС используют в устойчивых и поглощающих разрезах, многолетнемерзлых породах. При использовании компрессоров с рабочим давлением до 0,8 МПа глубина бурения в сухих разрезах ограничивается 250—300 м, при водопритоках эта величина снижается до 80—100 м.

Ударно-вращательное бурение осуществляют с помощью погружных пневмоударников и гидроударников главным образом в поглощающих разрезах и скальных породах. Диаметры бурения скважин не превышают 200—210 мм.

Бурение с гидротранспортом керна применяют в мягких и рыхлых породах. Современные технические средства обеспечивают бурение скважин диаметром до 200 мм и глубиной 300 м. Данный способ используют в основном на стадии поисково-разведочных работ. Отличается он от других способов бурения высокими производительностью (до 10 000—12 000 м/ст. мес) и качеством геологического опробования.

Вращательное колонковое бурение предусматривает использование станкового геологоразведочного сортамента в скальных породах и породоразрушающих инструментов диаметром до 200 мм.

Вращательное шнековое бурение для сооружения скважин на воду используют обычно в комбинации с ударно-канатным бурением в породах рыхлого комплекса. Глубины сооружаемых скважин не превышают 50 м, диаметры скважин — до 200 мм.

9.2. Конструкции скважин

Конструкция скважин должна отвечать следующим требованиям:

✓ обеспечивать отбор запланированного объема воды;

✓ предотвращать перетоки подземных вод по затрубному пространству;

✓ обеспечивать устойчивость стенок скважины от обрушения и поглощения промывочной жидкости;

✓ осуществлять гидрогеологическое опробование и наблюдения;

✓ иметь минимальную металлоемкость;

✓ обеспечивать проведение различных технологических операций в скважине.

Количество обсадных колонн и интервалы их спуска определяют гидрогеологическими условиями бурения, глубиной скважины и ее целевым назначением. Различают следующие виды колонн: направляющая, кондуктор, техническая (промежуточная), эксплуатационная, фильтровая.

В скважинах глубиной до 200—300 м функции направления выполняет кондуктор. В эксплуатационной колонне размещают средства для водоподъема.

Промежуточные обсадные колонны используются для перекрытия отдельных горизонтов и перекрытия зон поглощения промывочной жидкости; изоляции достигают путем тампонирования затрубного пространства. Типовые конструкции скважин на воду приведены на рис. 9.2.

В глубоких скважинах промежуточную колонну можно устанавливать в виде хвостовика без вывода ее к устью, и, чтобы исключить переток пластовой воды в эксплуатационную колонну, на верхней части хвостовика устанавливают сальник.

При эксплуатации пласта, представленного устойчивыми породами, фильтр не устанавливают. Фильтр, как правило, устанавливают впотай (см. рис. 9.2, *а*, *д*), что позволяет заменять его. Верхняя часть фильтра должна быть оснащена сальником, который препятствует перетоку пластовой жидкости в эксплуатационную колонну по межтрубному зазору. Фильтры опускают на бурильных трубах, соединение — на левой резьбе либо с помощью специального ключа.

В наблюдательных скважинах фильтровая колонна одновременно является и эксплуатационной (рис. 9.3). Одноколонная конструкция не позволяет производить замену фильтра в случае его выхода из строя.

В глубоких скважинах, предназначенных для добычи промышленных и минеральных вод, используют схему, когда эксплуатационная

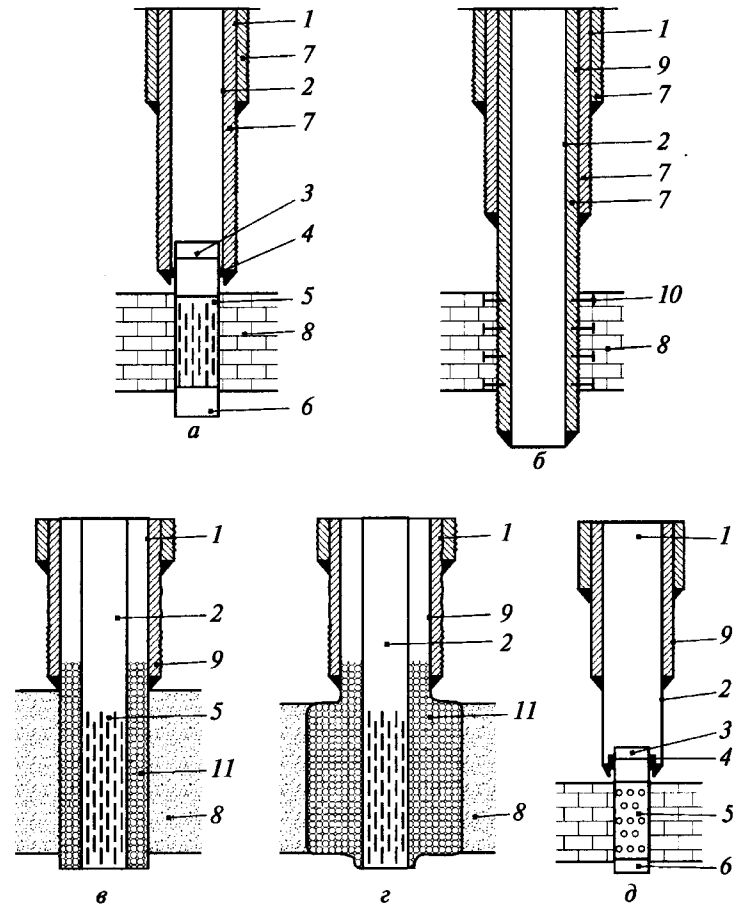


Рис. 9.2. Типовые конструкции скважин на воду:

1 — кондуктор; *2* — эксплуатационная колонна; *3* — муфта для соединения с бурильной колонной; *4* — сальник; *5* — рабочая часть фильтра; *6* — отстойник; *7* — тампонажный камень; *8* — водоносный пласт; *9* — техническая колонна; *10* — перфорационные каналы; *11* — гравий

колонна цементируется на всем интервале продуктивного пласта, а затем с помощью специальных перфораторов или пескоструйных аппаратов простреливается (см. рис. 9.2, *б*).

Скважины, сооружаемые установками с обратной промывкой, предусматривают установку в зоне продуктивного пласта гравийной обсыпки (см. рис. 9.2, *в*).

Для исключения перетоков подземных вод по зазорам между обсадной колонной и стенками скважины предусматривается тампонаж цементным раствором. В разведочных скважинах в качестве тампонажного материала можно использовать жирную глину.

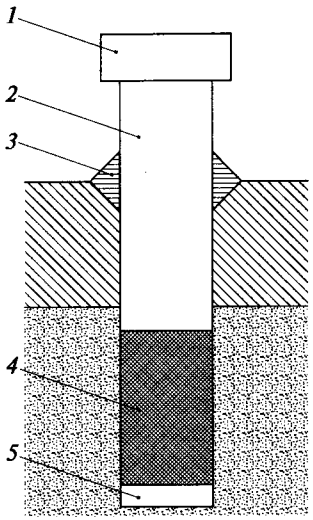


Рис. 9.3. Схема конструкции наблюдательной скважины на первый водоносный пласт:
1 — оголовок; *2* — фильтровая колонна; *3* — глинистый или цементный замок; *4* — фильтр; *5* — отстойник

Диаметр долота под обсадную колонну подбирают по формуле

$$D_д \geq D_м + 2\delta, \qquad (9.4)$$

где $D_д$ — диаметр долота, мм; $D_м$ — диаметр муфты обсадной колонны, мм; δ — толщина кольца цементного затвора, мм, $\delta \geq 20$—25 мм.

Для обеспечения концентрического расположения обсадных колонн и фильтра в скважине используют направляющие фонари.

С целью уменьшения нагрузки обсадные колонны можно спускать с обратным клапаном, который устанавливают в нижней части. Обратный клапан не пропускает жидкость из скважины внутрь обсадных труб, поэтому колонна теряет в своем весе столько, сколько весит вытесненная ею жидкость; чтобы обеспечить спуск такой колонны, в нее доливают периодически жидкость.

При спуске обсадных труб в скважину рекомендуется ствол скважины предварительно проработать долотом соответствующего диаметра с вращением и промывкой.

Для увеличения водозахватной поверхности в зоне пласта применяют различные расширители механического или гидравлического типа. Для поддержания разработанной каверны в нее нагнетают гравий. Такие скважины характеризуются высокими технико-экономическими эксплуатационными показателями. Количество и глубина спуска обсадных колонн зависят от гидрогеологических условий и целевого назначения скважин.

Скважины ударного бурения характеризуются многоколонными конструкциями (рис. 9.4).

В разведочных гидрогеологических и поисковых скважинах обсадные колонны изолируют с помощью временного тампонажа или специальных пакеров — это позволяет извлекать обсадные трубы после испытания пластов. Все ликвидируемые скважины подлежат ликвидационному тампонажу.

9.3. Фильтры

Фильтры предназначены для поддержания стенок скважины в зоне продуктивного пласта в устойчивом состоянии и предотвращения попадания в эксплуатационную колонну механических примесей. В скаль-

Описание пород	Мощность слоя, м	Глубина залегания подошвы слоя, м	Геологический разрез и конструкция скважины	Диаметр, мм. Глубина обсадки, м	Уровень воды, м: установившийся	Уровень воды, м: при бурении
Суглинок лессовидный макропористый, слюдистый, с прослойками буроватого цвета	17,5	17,5			15,0	
Песок серый, мелкозернистый	2,5	20,0				18,5
Глина зеленая, тонкослоистая, сланцеватая, плотная, слюдистая	20,0	40,0		407 / 25,0	35,0	20,5
Песок зеленый, мелкозернистый, книзу глинистый, водоносный	20,0	60,0			60,0	35,0 32,0 38,0
Мергель голубоватый, плотный, жирный, слюдистый, слабоводоносный	15,0	75,0		324 / 65,0		40,0 70,0
Песок серый, мелкозернистый, водоносный	15,0	85,0				65,0 40,0
Глина зеленовато-бурая, плотная	9,0	94,0		273 / 95,0		
Песок серый, крупно- и среднезернистый, с мелким гравием, водоносный	26,0	120,0				35,0 30,0
Глина зеленовато-бурая, плотная	5,0	125,0		163 / 115,0		25,0

Рис. 9.4. Конструкции скважин ударного бурения

ных устойчивых против обрушения породах фильтры не применяют, и водоприемная часть скважины представляет собой открытый ствол. В породах, склонных к обрушению, устанавливают различные каркасные фильтры. Если водоносный пласт представлен известняками, гравелистыми и песчаными породами, то используют каркасы с круглыми или щелевыми отверстиями различного размера (см. рис. 9.2).

В качестве каркасов используют обсадные трубы или сварные конструкции.

Скважность фильтра η — отношение фильтрующих площадей к общей площади

$$\eta = \frac{nF_0}{\pi D} 100\ \%, \qquad (9.5)$$

где n — число фильтрующих отверстий; F_0 — площадь одного отверстия; D — диаметр фильтра.

Трубчатые каркасы имеют скважность в пределах до 20—25 %, каркасно-сварные конструкции — до 60 %.

Каптаж из водонасыщенных и раздробленных водовмещающих пород осуществляют через различные фильтрующие поверхности: просечного листа, профильной и круглой проволоки, сетки (рис. 9.5). Размеры фильтрационных отверстий d_0 в зависимости от их геометрии и однородности породы составляют

$$d_0 = kd_п, \qquad (9.6)$$

где $d_п$ — средний размер частиц породы; k — коэффициент, $k = 1{,}25—3{,}0$.

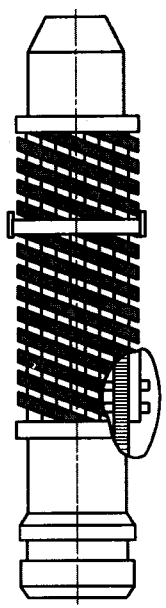


Рис. 9.5. Каркасно-стержневой фильтр с проволочной обмоткой

Вокруг отверстий образуются сводики частиц породы, препятствующие их проникновению внутрь фильтра. Когда водоотбор прекращается, а затем вновь возобновляется, возникают гидродинамические давления на свод и он разрушается. Однако после некоторого периода водоотбора такие сводики породы вокруг отверстия фильтра образуются вновь. Пескование скважин на первом этапе водоотбора (1—3 сут) вполне оправдано, поскольку позволяет извлечь мелкие фракции пород из прифильтровой зоны.

Для исключения пескования следует снизить производительность водоотбора и организовать плавный запуск насоса.

На рис. 9.6 и 9.7 представлены фильтры и детали проходного отверстия типа мост. Менее совершенными в гидравлическом смысле являются сетчатые и фильтры с намоткой круглой формы. Блочные фильтры состоят из мелких частиц гравия, скрепленных друг с другом специальным клеем.

Фильтры, предназначенные для стационарного применения, изготовляют из нержавеющих материалов

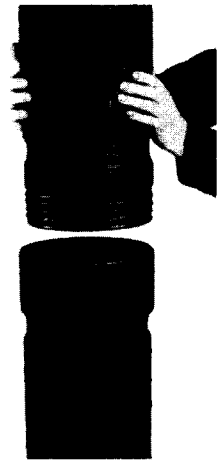


Рис. 9.6. Фильтр с проходными отверстиями типа «мост»

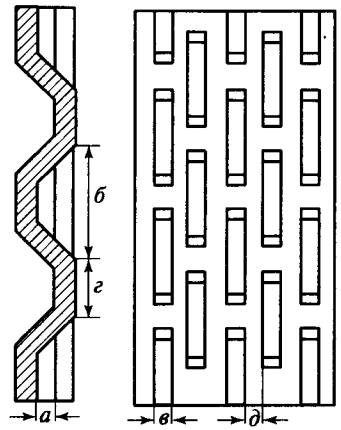


Рис. 9.7. Детали проходных отверстий типа мост:

а — высота моста; *б* — длина щели; *в* — ширина моста; *г* — перемычка между щелями по вертикали; *д* — перемычка между щелями по образующей

(латунь, пластик и т. п.) или покрываются специальным антикоррозийным покрытием типа рильсан и т. д.

Основные габаритные размеры фильтра рассчитывают по формуле

$$Q = \frac{LD}{\alpha}, \qquad (9.7)$$

где Q — проектный дебит, м³/ч; L — длина рабочей части фильтра, м; D — диаметр фильтра, мм; α — коэффициент, учитывающий фильтрационные свойства пласта.

Ниже представлены фильтрационные свойства пласта.

Порода водоносного пласта	Коэффициент фильтрации, м/сут	Коэффициент α
Песок:		
мелкозернистый	2—5	90
среднезернистый	5—10	60
крупнозернистый	15—30	50
Гравий	30—70	30
Песчаник трещиноватый	10—70	60—30

Диаметр фильтра должен быть более 90 мм, что позволит проводить его ремонт; в наблюдательных скважинах диаметр фильтра составляет 50—73 мм. Длина фильтра эксплуатационных скважин должна быть не менее 10 м. В случаях, когда водоносный пласт имеет большую мощность, фильтр устанавливают в части, где имеют место интенсивные водопритоки.

Проектный дебит ($м^3$/сут) рассчитывают по уточненной формуле Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kL(S - h_ф - h_{тр})}{\ln\frac{R}{r} + \xi_1 + \xi_2}, \qquad (9.8)$$

где k — коэффициент фильтрации пород, м/сут; L — длина фильтра, м; S — понижение уровня при откачке, м; $h_ф$ — гидравлическое сопротивление фильтра, м; $h_{тр}$ — гидравлическое сопротивление водоподъемных труб, м; R — радиус влияния (депрессионная водонка), м; r — радиус фильтра; ξ_1 — коэффициент сопротивления по степени вскрытия пласта; ξ_2 — коэффициент сопротивления по характеру вскрытия пласта.

Если скважина совершенна (длина фильтра L равна мощности пласта m), $\xi_1 = 0$. В случае, когда $L < m$ и фильтр расположен в различных участках пласта, ξ_1 может достигать 10—15. Коэффициент ξ_2 характеризует несовершенство фильтра по характеру вскрытия пласта. В случае его кольматации ξ_2 может достигать значений 50—70 и более, особенно значительная кольматация прифильтровой зоны имеет место при поглощении пластом большого объема глинистого раствора и т. п.

Загрузка фильтра по его длине неравномерна: чем выше дебит, тем в большей мере загружен его верхний участок, на котором имеют место наибольшие входные скорости фильтрации и возможна высокая степень пескования фильтра.

Гравийно-обсыпные фильтры обеспечивают устойчивый водоотбор и используются при сооружении эксплуатационных и дренажных скважин в мелкозернистых и среднезернистых песках. Толщина гравийной обсыпки должна быть не менее 90—100 мм, размер гравия подбирают из соотношения:

$$\frac{D_{50}}{d_{50}} = 5 \div 7, \qquad (9.9)$$

где D_{50} — средний размер гравия, мм; d_{50} — средний размер водонасыщенного песка, мм.

Подачу гравия в прифильтровую зону осуществляют насосом по специальным (питательным) трубам, либо непосредственно в затрубное пространство, если глубина засыпки не превышает 100—150 м. Концентрация гравия в воде не должна превышать 10—12 %; при концентрации гравия более 15—17 % в нагнетательной линии возникают пробки. Гравий должен быть однороден по своему размеру.

При сооружении гравийных фильтров в глубоких скважинах используют схему подачи гравия по специальной нагнетательной колонне, которая устанавливается внутри эксплуатационной: в последней имеются специальные отверстия для нагнетания гравия в прифильтровую зону. После заполнения прифильтровой зоны гравием нагнетательную колонну извлекают.

Для повышения надежности работы фильтра создают запас гравия над верхними отверстиями каркаса фильтра высотой 5—10 м с учетом его возможного проседания и уплотнения при эксплуатации.

В ЗАО «Русбурмаш» разработана технология намыва гравия в прифильтровую зону с использованием специального инструмента для случая, когда фильтровая колонна установлена впотай и когда она выведена на поверхность — УГФ. В качестве фильтра использованы щелевые и проволочные конструкции.

На рис. 9.8 представлена схема намыва гравия в фильтровую колонну, установленную «впотай». Специальный инструмент устанавливают над фильтром внутри эксплуатационной колонны и фиксируют на устье скважины. Пакер под действием осевого усилия от веса труб разжимается и герметизирует кольцевое пространство между фильтровой и эксплуатационной колоннами. Прямую промывку осуществляют

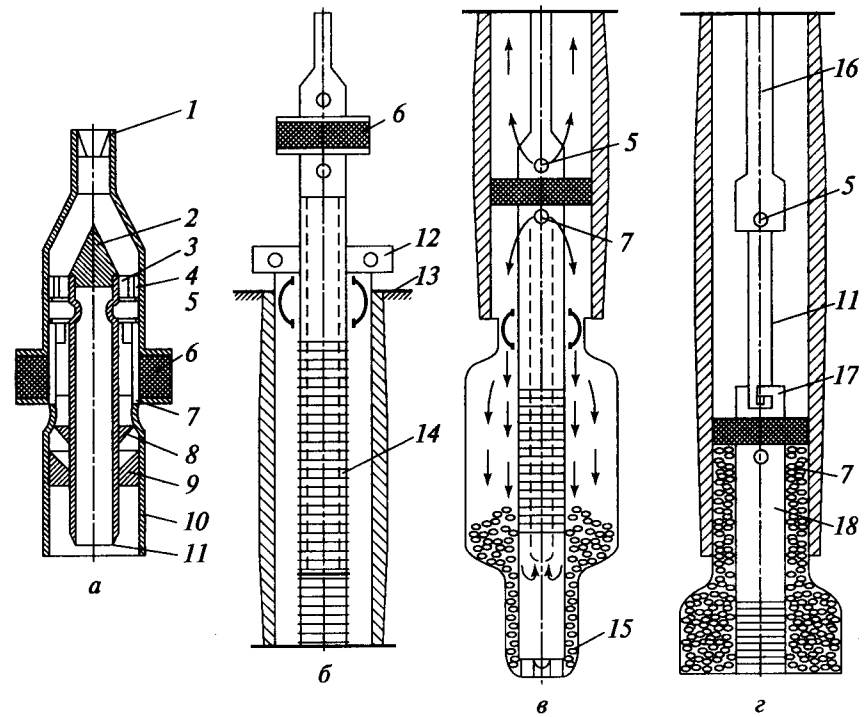


Рис. 9.8. Сооружение гравийного фильтра в скважине при установке фильтровой колонны впотай:

а — инструмент для сооружения гравийного фильтра УГФ-П; *б* — установка УГФ-П на устье над фильтровой трубой; *в* — фиксация УГФ-П в скважине и намыв гравия; *г* — извлечение УГФ-П из скважин. *1* — верхний торец трубы; *2* — пробка; *3* — герметизирующая втулка; *4* — направляющая втулка; *5* — опорный патрубок; *6* — пакер; *7* — выпускные отверстия; *8* — конус; *9* — седло; *10* — переходник; *11* — вспомогательная труба; *12* — хомут; *13* — центраторы; *14* — фильтровая колонна; *15* — отстойник с обратным клапаном; *16* — бурильная колонна; *17* — замковое соединение; *18* — надфильтровая труба

с помощью бурового насоса по бурильным трубам и далее по затрубному зазору в прифильтровую зону.

Через отверстия фильтра вода входит внутрь фильтра и затем через верхние отверстия над пакером попадает в кольцевое пространство и к устью скважины. После промывки в нагнетательную магистраль попадает гравий, который заполняет прифильтровую зону, вода частично попадает в пласт. Заполнение прифильтровой зоны гравием отмечается резким повышением давления в нагнетательной линии за счет перекрытия гравием выпускных отверстий. Далее инструмент взвешивают и поворачивают на 45—60°, в результате опорные патрубки инструмента выходят из замкового соединения фильтровой колонны, и инструмент извлекают из скважины.

При использовании схемы оборудования скважины с выводом фильтровой колонны на поверхность предусматривают герметизацию пространства между фильтровой и эксплуатационной колонной на устье скважины. Подачу гравия в нагнетательную магистраль осуществляют эжекторным или буровым насосом. Концентрация гравия в воде не должна превышать 12—17 %, что исключает образование гравийных пробок. Процесс закачки гравия должен быть непрерывным, гравий должен быть отсортирован и не иметь посторонних примесей.

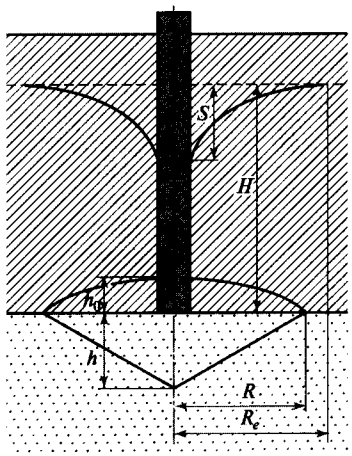


Рис. 9.9. Схема бесфильтровой скважины

При одновременном оборудовании гравийными фильтрами нескольких водоносных пластов используют многосекционный специальный инструмент.

Песчаные водоносные пласты, у которых кровля представлена устойчивыми породами (песчаники, окремнелые известняки и др.), можно эксплуатировать без установки фильтров (рис. 9.9). Устойчивость кровли сохраняется при выполнении следующего условия:

$$R \le 0{,}75mf, \qquad (9.10)$$

где R — радиус каверны, м; m — мощность пласта, м; f — коэффициент крепости пород по шкале М. М. Протодьяконова.

После вскрытия водоносного пласта ствол скважины оборудуется эксплуатационной колонной с обязательным тампонажем. Разработка каверны осуществляется эрлифтом с подачей воды по специальной колонне труб в начальный период откачки (рис. 9.10).

Необходимым условием работы эрлифта, особенно в первоначальный период времени, является его безостановочная работа. В конце откачки путем накопления воздуха в ресивере и моментального его выпуска в скважину создаются так называемые пневмоудары. Это ускоряет процесс формирования воронки, так как способствует разрыхлению песчаных пород. После пневмоудара содержание песка в откачиваемой воде увеличивается. Откачка эрлифтом на первом этапе разработки воронки может сочетаться с одновременной подачей воды в пласт по дополнительной колонне труб. Процесс формирования воронки обычно заканчивается за 3—5 сут. Объем вынесенного песка составляет 10—30 м^3, однако имеются случаи, когда формируются воронки с большим радиусом и объем вынесенного песка достигает 200 м^3.

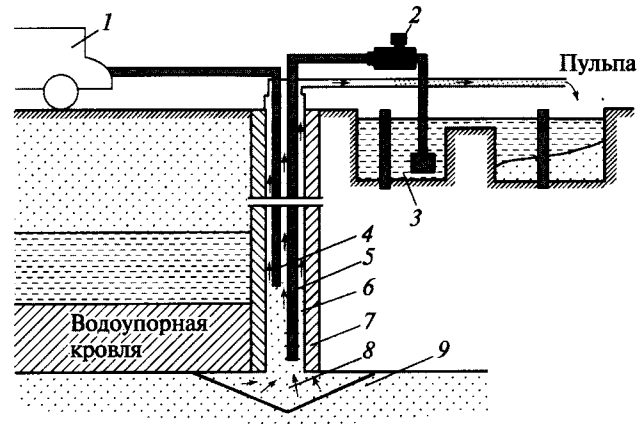


Рис. 9.10. Схема сооружения бесфильтровой скважины:
1 — компрессор; *2* — насос; *3* — отстойник; *4* — эрлифтные трубки; *5* — трубы для подачи воды; *6* — обсадные трубы; *7* — цементное кольцо; *8* — водоприемная воронка; *9* — водоносный пласт

Бесфильтровые скважины бесперебойно работают по 10—20 лет и более, дебиты в течение времени изменяются незначительно. Бесфильтровые скважины даже при достаточно небольшой мощности водоносного пласта (до 3—4 м) позволяют получать высокие дебиты.

Глубина размытой каверны может быть найдена из формулы

$$h_к = \sqrt[3]{\frac{3V_к tg^2\varphi}{\pi}}, \qquad (9.11)$$

где $V_к$ — объем каверны, м; φ — угол естественного откоса, $\varphi \approx 20$—$30°$.

Объем песка при откачке $V_п$ равен

$$V_п = V_р k_к, \qquad (9.12)$$

где $k_р$ — коэффициент разрыхления песка, $k_р \approx 1{,}2$.

Проектный дебит бесфильтровой скважины зависит от радиуса разработанной каверны, который в свою очередь определяется устойчивостью пород кровли. Минимальная мощность пород прочной кровли должна быть не менее 2—3 м. Повысить устойчивость пород кровли можно, если эксплуатационная колонна будет качественно зацемен-

тирована. В случае если кровля представлена глинистыми породами, то возможно частичное обрушение пород кровли. В практике сооружения бесфильтровых скважин применяют засыпку гравия в воронку, что также повышает устойчивость пород кровли.

Высоту свода (см. рис. 9.9) равновесия h_1 определяют по формуле

$$h_1 = \frac{R}{f}, \tag{9.13}$$

где R — радиус воронки, м; f — коэффициент крепости пород по шкале М. М. Протодьяконова.

Радиус воронки R находят из объема вынесенного песка:

$$R = \sqrt[3]{\frac{3V_п}{\pi tg\varphi}}, \tag{9.14}$$

где $V_п$ — объем вынесенного песка, м^3.

Проектный дебит бесфильтровой скважины рассчитывают по формуле

$$Q = v_ф \frac{2}{3} \pi R^2 tg\varphi, \tag{9.15}$$

где Q — проектный дебит, м^3/ч; $v_ф$ — допустимая скорость фильтрации воды, м/ч.

Дебиты бесфильтровых скважин ограничены условиями пескования скважины, которые определяют допустимой скоростью фильтрации. Поэтому во избежание пескования эксплуатационный дебит должен быть в 1,3—1,4 раза ниже фактического.

9.4. Вскрытие, освоение и опробование пластов

Вскрытие пластов производят таким образом, чтобы свести к минимуму их кольматацию ($\xi_2 \to 0$). Глинистый раствор является сильным кольматантом, что связано с глубоким (до 20—50 мм) проникновением раствора в пласт, где глинистые частицы в порах и трещинах пласта набухают, резко снижая его проницаемость и, как следствие, дебиты, особенно в слабонапорных пластах. Использование малоглинистых растворов позволяет снизить отрицательный эффект кольматации.

Использование технической воды для вскрытия пластов ограничивается факторами устойчивости стенок скважины и требует дополнительно гидростатического давления, более высокого, чем статический уровень пласта.

По предложению А. М. Коломийца в практику бурения внедрены полимерные промывочные жидкости на основе гипана, препаратов К-4, К-9 и др., позволяющие свести к минимуму кольматацию водоносных пластов и обеспечивающие получение высоких дебитов.

Операции по восстановлению проницаемости прифильтровых зон заключаются в удалении из этой зоны глинистого раствора, бурового шлама и закольматированной породы пласта — это достигают путем создания в прифильтровой зоне давления, ниже пластового, для чего используют различные методы откачки и свабирования.

Использование ерша для восстановления проницаемости пласта оказывается малоэффективным из-за того, что при этом способе очищается лишь внутренняя полость фильтра. То же следует сказать о способе внутренней и зафильтровой промывок.

Бурение разведочных гидрогеологических скважин в песчано-глинистых породах использует схему раскольматации прифильтровых зон через промывочные окна, которые устанавливают в нижней части фильтра (рис. 9.11). В зоне водоносного пласта через фильтровую колонну с помощью эрлифта осуществляют откачку, в результате чего происходит обрушение закольматированной глинистым раствором породы пласта и ее удаление на поверхность.

По окончании процесса раскольматации пласта промывочные окна перекрываются специальным внутренним кольцом путем нажатия воздушных труб эрлифта на перемычку кольца. Для предотвращения поступления глинистого раствора в прифильтровую зону при откачке над фильтром устанавливают эластичный пакер.

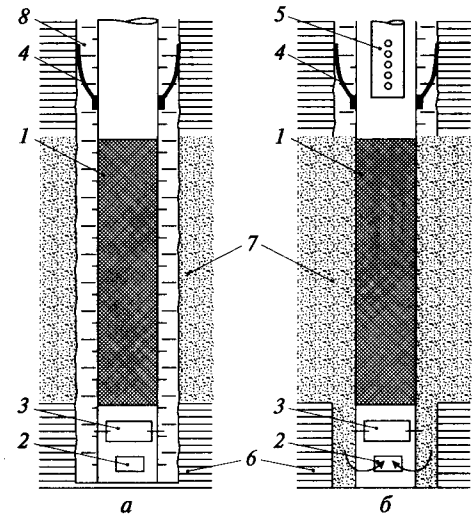


Рис. 9.11. Схема раскольматации пласта через промывочные окна:

а — установка фильтра в зону пласта; *б* — откачка эрлифтом. *1* — сетчатый фильтр; *2* — окно; *3* — кольцо; *4* — пакер; *5* — смеситель эрлифта; *6* — глинистые породы; *7* — водоносные пески; *8* — глинистый раствор

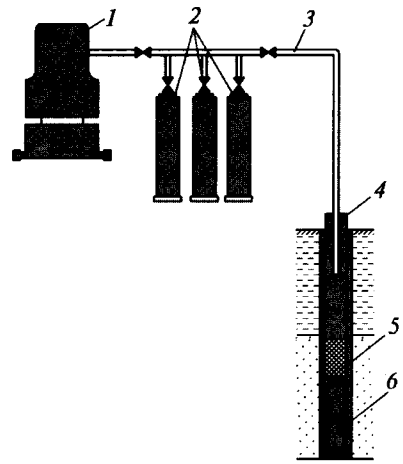


Рис. 9.12. Схема раскольматации пласта установкой АСП-Т:

1 — компрессор; *2* — баллоны сжатого воздуха; *3* — магистраль пневмокамеры; *4* — фильтровая колонна; *5* — фильтр; *6* — пневмокамера

Из физических методов используют взрыв торпед детонирующего шнура в фильтре. В результате происходит деформация пород призабойной зоны, а при последующей откачке удаляют продукты кольматажа.

Аналогичным образом решают эту задачу и при использовании специальных пневмоизлучателей, которые от компрессора периодически передают на фильтр и пласт гидродинамические импульсы (рис. 9.12).

Освоение прифильтровой зоны производят, по-видимому, специальным устройством — кавитатором, который генерирует высокие перепады давлений жидкости и тем самым способствует процессу раскольматации (рис. 9.13).

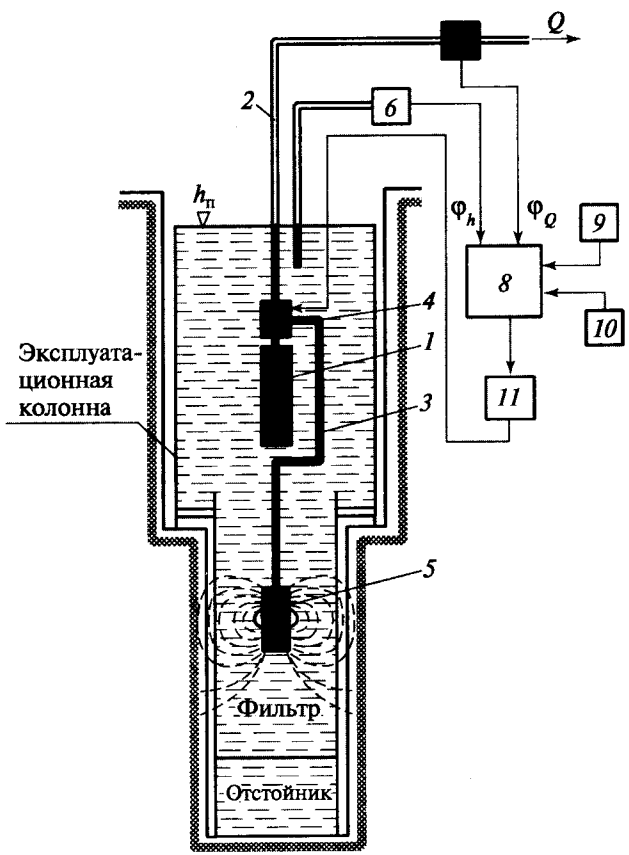


Рис. 9.13. Схема раскольматации пласта с использованием эффекта кавитации:

1 — погружной насос; *2* — водоподъемная колонна; *3* — обводная трубка; *4* — электрогидравлический клапан; *5* — гидравлический излучатель (кавитатор); *6* — уровнемер; *7* — расходомер; *8* — блок сравнения; *9* — задатчик динамического уровня; *10* — задатчик расхода; *11* — исполнительное реле

После окончания восстановления проницаемости пласта производят опытные откачки, позволяющие установить дебиты скважин. Зависимость дебита Q от понижения уровня S не линейна, что обусловлено гидравлическими сопротивлениями фильтра и пласта (рис. 9.14).

Фильтрационная характеристика скважины определяется ее удельным дебитом, $q\left[\frac{м^2}{ч}\right]$:

$$q = \frac{Q}{S}, \qquad (9.16)$$

где Q — дебит скважины, м³/ч; S — понижение уровня, м.

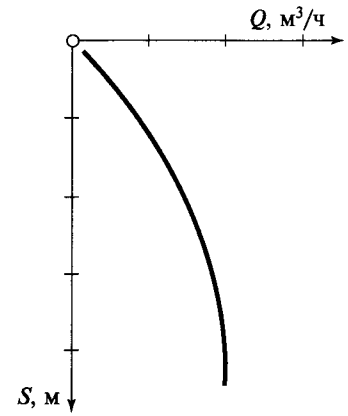


Рис. 9.14. Зависимость дебита от понижения уровня

При углубке скважин осуществляют предварительное изучение водоносных пластов с помощью специальных инструментов — испытателей пластов.

В устойчивых породах используют испытатель пластов СИП-3, который устанавливают на забой таким образом, чтобы фильтр *4* находился в зоне водоносного пласта. Это достигается различной длиной хвостовика *5*. Под действием веса бурильных труб *2* резиновый пакер *3* расширяется и перекрывает ствол скважины. Опробование водоносного пласта осуществляют эрлифтной откачкой, для чего в верхнюю часть буровой колонны включают колонковые трубы *1* (рис. 9.15).

В рыхлых песчано-глинистых отложениях применяют бурение с глинистым раствором. Для опробования водоносных пластов используют опробователь пластов ОП. При встрече водоносного пласта на бурильных трубах спускается фильтр-опробователь (рис. 9.16), который внедряют в рыхлый водонасыщенный песок путем нагнетания в гидромониторный наконечник воды и расхаживания бурового снаряда.

После вскрытия рыхлого песчаного водоносного пласта буровой инструмент из скважины извлекают, а вместо него на бурильных трубах опускают фильтр-опробователь. Через бурильные трубы *1* (см. рис. 9.16) вода от насоса подается в корпус *2* фильтра-опробователя и далее через клапан *3* и промывочную трубку *4* в отверстие *8* в лопастном долоте *7*. Гидродинамическое воздействие истекающей из отверстия *7* воды и периодическое расхаживание бурового инструмента обеспечивают внедрение фильтра-опробователя в пласт на глубину 1,5—2,0 м. Наличие обратных клапанов *5* препятствует поступлению воды в зазор между корпусом *2* и промывочной трубкой *4*.

После внедрения фильтра-опробователя (его длина составляет 1,0—1,2 м) над ним образуется песчаная пробка, перемешанная с глинистым раствором, которая изолирует его от ствола скважины, запол-

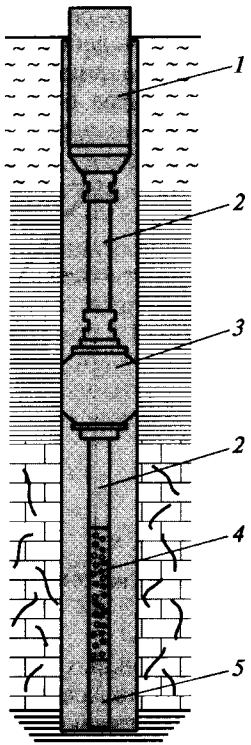


Рис. 9.15. Схема установки снаряда СИП-3 в скважине

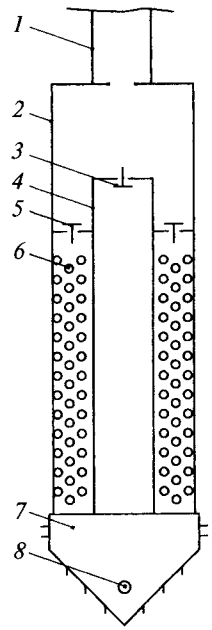


Рис. 9.16. Фильтр-опробователь пластов ОП

ненной глинистым раствором. Поэтому в бурильных трубах устанавливается пьезометрический уровень воды, соответствующий статическому уровню водоносного пласта. Замер уровня воды в бурильных трубах производят электроуровнемером. Из бурильных труб можно осуществить эрлифтную микрооткачку, если в них опустить воздушные трубки малого диаметра (18—20 мм). Пластовая вода, фильтруясь через сетчатое покрытие *6*, поднимается вверх через обратные клапаны *5*, поступает в бурильные трубы *1* и далее на дневную поверхность. В результате проведения такой микрооткачки осуществляют отбор пробы пластовой воды для химического и бактериологического анализа, а также ориентировочно оценивают удельный дебит пласта.

Опережающий метод используют на стадии поисково-разведочных работ для последовательного опробования рыхлых водоносных пластов, вскрываемых при бурении скважин с глинистым раствором. Данный метод позволяет отказаться от весьма трудоемких работ по установке стандартных фильтров, их изоляции и проведения опытных

откачек. Он обеспечивает повышение производительности бурения на примере гидрогеологических исследований на Северном Кавказе в 5—7 раз по сравнению с традиционными методами.

Фильтрационные свойства пласта при опережающем опробовании приближенно определяют по формуле

$$Q_1 = Q_2 \frac{L_1 D_1}{L_2 D_2}, \qquad (9.17)$$

где Q_1 — проектный дебит скважины, м^3/ч; Q_2 — дебит, получаемый при опережающем опробовании, м^3/ч; L_1 и D_1 — соответственно длина и диаметр проектируемого фильтра, м; L_2 и D_2 — то же для фильтра-опробователя.

В бурении глубоких скважин на промышленные и минеральные воды используют опробователи и испытатели пластов нефтяного ряда.

9.5. Средства для проведения откачек

Откачки из скважин производят с помощью различных насосов. При высоких уровнях воды откачки можно осуществлять с помощью горизонтальных центробежных насосов, устанавливаемых на поверхности.

Кратковременные откачки, ведущиеся в течение короткого времени (до месяца), производят с использованием *эрлифтов*. Условием их применения является соотношение

$$H = kh, \qquad (9.18)$$

где H — глубина спуска воздушных труб, м; h — динамический уровень, м; k — коэффициент погружения, $k = 3{,}0—1{,}5$.

Преимущества эрлифта:

✓ простота конструкции и надежность работы;

✓ возможность получения дебитов (до 250 м^3/ч) из скважин сравнительно малого диаметра;

✓ возможность откачки воды с содержанием песка до 10—15 %.

Недостатки эрлифта:

✓ необходимость высокого столба воды в скважине;

✓ низкий коэффициент полезного действия (КПД ≈ 30 %).

Используют три схемы расположения воздушных и водоподъемных труб (рис. 9.17). В производстве в основном применяют схему с центральным расположением воздушных труб как более простую при монтажно-демонтажных работах.

В водоподъемных трубах помимо воздушных устанавливают пьезометрические трубы для измерения динамического уровня во время откачки. Чтобы исключить влияние динамической составляющей давления воздушного потока на результат измерения, пьезометрические трубки опускают ниже форсунки воздушных труб на 3—4 м. Внутренний диаметр пьезометрических труб должен позволять делать измерения

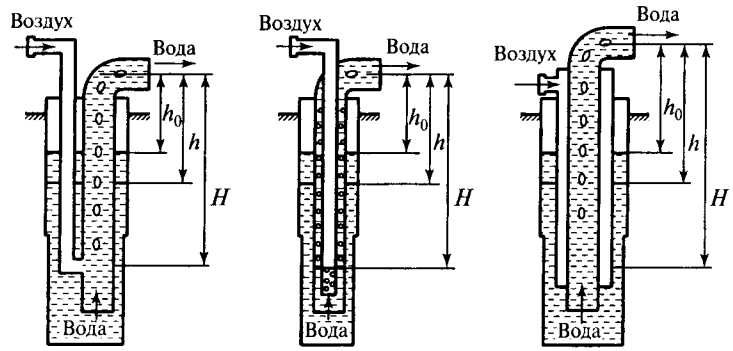


Рис. 9.17. Схема эрлифтов:

а — параллельная (эксцентрическая) система с расположением труб «рядом»; *б* — центральная (концентрическая) система — воздухопроводные трубы внутри водоподъемных; *в* — центральная система — водоподъемные трубы внутри воздухопроводных труб

уровня воды в водоподъемных трубах с помощью датчика электрического уровнемера (12—16 мм).

Удельный расход сжатого воздуха V_0 (м^3) при атмосферном давлении для подъема 1 м^3 воды равен

$$V_0 = \frac{h}{23\eta_э \lg \frac{h(k-1)+10}{10}}, \qquad (9.19)$$

где h — высота подъема воды, м.

Гидравлический КПД эрлифта $\eta_э$ определяют по формуле

$$\eta_э = \frac{(k-1)^{0,85}}{1,05k}. \qquad (9.20)$$

Гидравлический КПД эрлифта $\eta_э$ зависит от коэффициента его погружения: для коэффициента погружения $k = 3,0—2,5$ КПД составляет 0,57—0,59, для $k = 1,75—1,65$ КПД = 0,40—0,41.

Максимальной производительности эрлифта достигают при некотором оптимальном удельном расходе воздуха. Объемный расход воздуха W (м^3/мин) для подъема воды эрлифтом в количестве Q равен

$$W = \frac{V_0 Q}{60}. \qquad (9.21)$$

Подача компрессора $W_к$ (м^3/мин) равна

$$W_к = k_1 k_2 W, \qquad (9.22)$$

где k_1 — коэффициент, учитывающий изменение подачи компрессора в зависимости от температуры воздуха и расположения компрессора над уровнем моря, $k_1 = 1,2$; k_2 — коэффициент, учитывающий уменьшение кольцевого пространства за счет расположения воздушных труб внутри водоподъемных, $k_2 = 1,05—1,2$.

В качестве генераторов сжатого воздуха используют главным образом передвижные компрессоры поршневого типа, развивающие давление 0,8 МПа и производительность до 11 м^3/мин.

Для производства откачек с большей производительностью применяют отечественные двухступенчатые поршневые или стационарные компрессоры, а также ротационные компрессоры ряда зарубежных фирм («Атлас-Копко» и др.), развивающие давление до 2,5—4,5 МПа и подачу сжатого воздуха до 20—40 м^3/мин.

Рабочее давление компрессора $P_к$ составляет

$$P_к = \frac{h(k-1)}{10}. \qquad (9.23)$$

Выбор компрессора производят по двум параметрам: подаче $W_к$ и рабочему давлению $P_к$.

Объемный расход водо-воздушной смеси зависит от давления, при котором эта смесь находится. По мере подъема смеси давление падает, воздушные пузырьки увеличиваются, вследствие чего скорость подъема смеси постепенно возрастает.

При глубоких динамических уровнях для выравнивания скорости движения смеси применяют ступенчатую конструкцию водоподъемной колонны: в нижней части (0,3—0,5 от ее длины) устанавливают трубы меньшего диаметра, в верхней — трубы большего диаметра. В нижней части колонны (непосредственно над смесителем) скорость движения смеси принимают не менее 3,0 м/с, а на изливе — около 10 м/с.

Форсунка воздушных труб представляет собой отрезок перфорированной трубы до 2—2,5 м. Диаметр отверстий и их число выбирают из условия, достаточного для полного смешения газа с водой.

Внутренний диаметр водоподъемных труб $D_в$ (м) определяют по приближенной формуле

$$D_в = \sqrt{\frac{Q_{см}}{v_и} + d^2}, \qquad (9.24)$$

где $Q_{см}$ — производительность эрлифта (смеси: вода — воздух), м^3/с; $v_и$ — скорость смеси на изливе, м/с; d — наружный диаметр воздушных труб, м.

Диаметр воздушных труб подбирают таким образом, чтобы скорость сжатого воздуха в них была не более 10 м/с — это обеспечивает наименьшие потери давления. Приближенно диаметр воздушных труб меньше внутреннего диаметра водоприемных труб в 4,5—8 раз.

Внутренний диаметр воздушных труб (м) определяют по формуле

$$d_в = \sqrt{\frac{4W_к}{60\pi v}} = \sqrt{0,02\frac{W_к}{v}}, \qquad (9.25)$$

где $W_к$ — подача компрессора, м^3/мин; v — установленная скорость движения воздуха в трубе, м/с ($v = 10$ м/с).

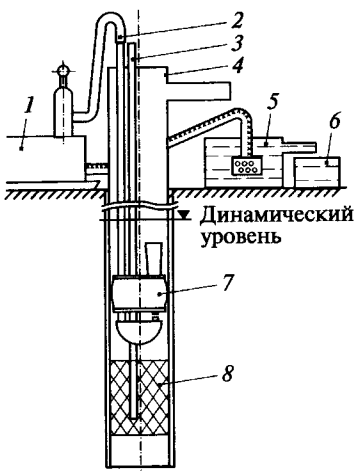


Рис. 9.18. Схема установки водоструйного насоса в скважине:

1 — буровой насос; *2* — нагнетательная труба; *3* — пьезометрическая труба; *4* — фильтровая (водоподъемная) колонна; *5* — промежуточная емкость; *6* — мерная емкость; *7* — водоструйный насос; *8* — фильтр

На практике часто вместо металлических воздушных труб применяют различные шланги, что значительно упрощает монтажно-демонтажные операции.

Водоструйные насосы в качестве привода используют энергию закачиваемой в них воды.

Преимущества водоструйных насосов:

✓ простота, отсутствие необходимости использования компрессора;

✓ возможность откачки воды с примесями песка.

Недостатки:

✓ невысокий КПД (< 40 %).

ОАО «Центргеология» разработало водоструйные насосы для гидрогеологических (пробных) откачек НВ-89, НВ-108 и УНВ-127/168, рассчитанных на подъем воды соответственно из скважин 89, 108, 127 и 168 мм. Эти насосы развивают давление до 4,0 МПа и подачу воды от 2,0 до 4,0 м^3/ч. Схема установки водоструйного насоса в скважину представлена на рис. 9.18, конструкция насоса НВ — на рис. 9.19.

Закачиваемая в водоструйный насос вода частью поступает в насадку и диффузор, частью в резиновый пакер, который увеличивает свой размер и перекрывает внутреннюю полость водоподъемной колонны от ее фильтровой части.

Напорная характеристика водоструйных насосов приведена на рис. 9.20, из которой видно, что по мере увеличения динамического уровня $H_м$ подача насоса уменьшается. Для замеров динамического уровня воды в процессе откачки используют пьезометрическую трубку.

Определение подачи насоса производят с помощью промежуточной и мерной емкостей. Суммарный поток жидкости из водоподъемной колонны попадает сначала в промежуточную емкость, а из нее в буровой насос и мерную емкость. По уровню воды в мерной емкости определяют производительность водоструйного насоса.

Коэффициент полезного действия водоструйной установки η (%) рассчитывают по формуле

$$\eta = \frac{Q_п H}{Q_0 H_0} 100, \qquad (9.26)$$

где $Q_п$ — количество отводимой воды в водосборник, м^3; Q_0 — общее количество воды, перекачиваемой насосом, м^3; H — полная высота подъема воды, м; H_0 — напор, развиваемый насосом, м.

При динамических уровнях 10—15 м η = 40—30 %, а при 20—30 м он понижается до 20—15 %.

Водоструйные насосы (гидроэлеваторы) применяют для пробных гидрогеологических откачек, когда в воде содержатся примеси песка, а также при эксплуатационных откачках, когда из-за низкого уровня использование эрлифта неэкономично. Водоструйные насосы используют для освоения водоносных пластов. С этой целью периодически буровой насос отключается, и столб поднимаемой на поверхность воды в динамическом режиме воздействует на пласт, разрушая закольматированный материал.

Водоструйный насос НЭ-8-12 устанавливают в обсадной колонне диаметром 219 мм. Он обеспечивает подачу до 34,2 м^3/ч и напор до 100 м при использовании поршневого насоса производительностью 4,5 л/с и давлением 3,0 МПа. Применяют водоструйные насосы ВН-2Ц, ВНШ и др., устанавливаемые в колоннах диаметром 168 мм, обеспечивающие подачу до 15 м^3/ч и напор до 70 м.

Погружные электрические насосы типа ЭЦВ широко используют при гидрогеологических и эксплуатационных откачках. Схема установки насоса в скважину приведена на рис. 9.21. Насосы этого типа более экономичны, чем эрлифтные и водоструйные водоподъемники. Они имеют более высокий КПД и предназначены для подъема воды с температурой не более 25 °С и содержанием механических примесей до 0,01 % от массы перекачиваемой воды.

Характеристики электрических погружных насосов типа ЭЦВ приведены на рис. 9.22.

Насосы этого типа в зависимости от конструкции и диаметра позволяют производить откачку с подачей от 4 до 700 м^3/ч и напором до 400 м и более. Диаметр насосов составляет от 90 до 425 мм.

Например, насос ЭЦВ6-10-140 развивает соответственно подачу 10 м^3/ч и напор 140 м, насос ЭЦВ10-120-60 — 120 м^3/ч и 60 м и т. д.

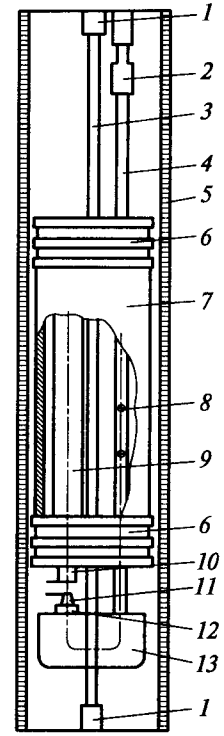


Рис. 9.19. Водоструйный насос:

1 — муфта соединительная; *2* — переходник; *3* — пьезометрическая труба; *4* — нагнетательная труба; *5* — обсадная (фильтровая) колонна; *6* — кольца крепления пакера; *7* — гидравлический пакер; *8* — отверстия в нагнетательной трубе; *9* — диффузор; *10* — смеситель; *11* — насадка; *12* — контргайка; *13* — корпус

На практике применяют также погружные эклектические насосы фирм «Одиссе», «Грундфос» и др. Электрические насосы типа ЭЦВ крайне чувствительны к примесям, содержащимся в воде, поэтому их установку производят только в тех случаях, когда предварительно скважина была прокачана эрлифтом с большим дебитом, чем подача насоса, на 30—40 %.

Погружные центробежные насосы типа ЭЦВ спускают под воду глубже динамического уровня. Электрический двигатель приводят в действие от сети через кабель. Электрический двигатель выпускают в «мок-

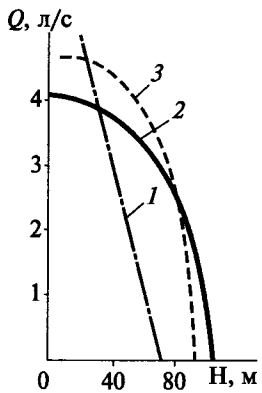


Рис. 9.20. Напорная характеристика водоструйных насосов НВ-108 (*1*), НВ-89 (*2*), УНВ-127/168 (*3*)

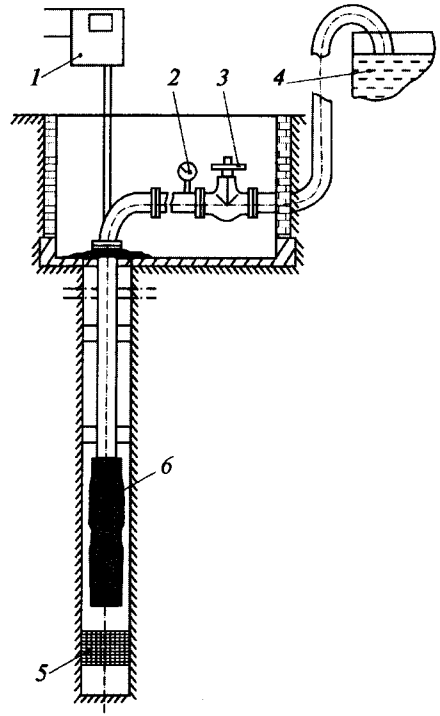


Рис. 9.21. Установка погружного центробежного насоса:
1 — станция управления и защиты; *2* — манометр; *3* — задвижка; *4* — накопительная емкость; *5* — фильтр; *6* — ЭЦВ

ром» исполнении, т. е. двигатель стационарно работает в водной среде. При снижении динамического уровня воды ниже его установки происходит перегрев обмоток двигателя и он выходит из строя. Поэтому насосы снабжают специальными электрическими датчиками, которые автоматически отключают насос при критическом снижении динамического уровня. Удовлетворительные условия охлаждения электрического двигателя соблюдаются, если между кожухом двигателя и обсадной трубой, в которой он установлен, вода движется с достаточной скоростью. Поэтому каждый типоразмер ЭЦВ устанавливают в соответствующий диаметр обсадной колонны. Например, насос ЭЦВ-4 устанавливают в обсадную колонну 146 (140) мм, насосы ЭЦВ-6, ЭЦВ-8, ЭЦВ-10, ЭЦВ-12, ЭЦВ-14 — соответственно в обсадные колонны диаметром 168, 219, 273, 325, 426 мм.

Для временных (пробных) откачек штанговые поршневые насосы применяют с приводом от специальных лебедок или от ударно-канатных станков. Диаметры цилиндров колеблются от 60 до 150 мм.

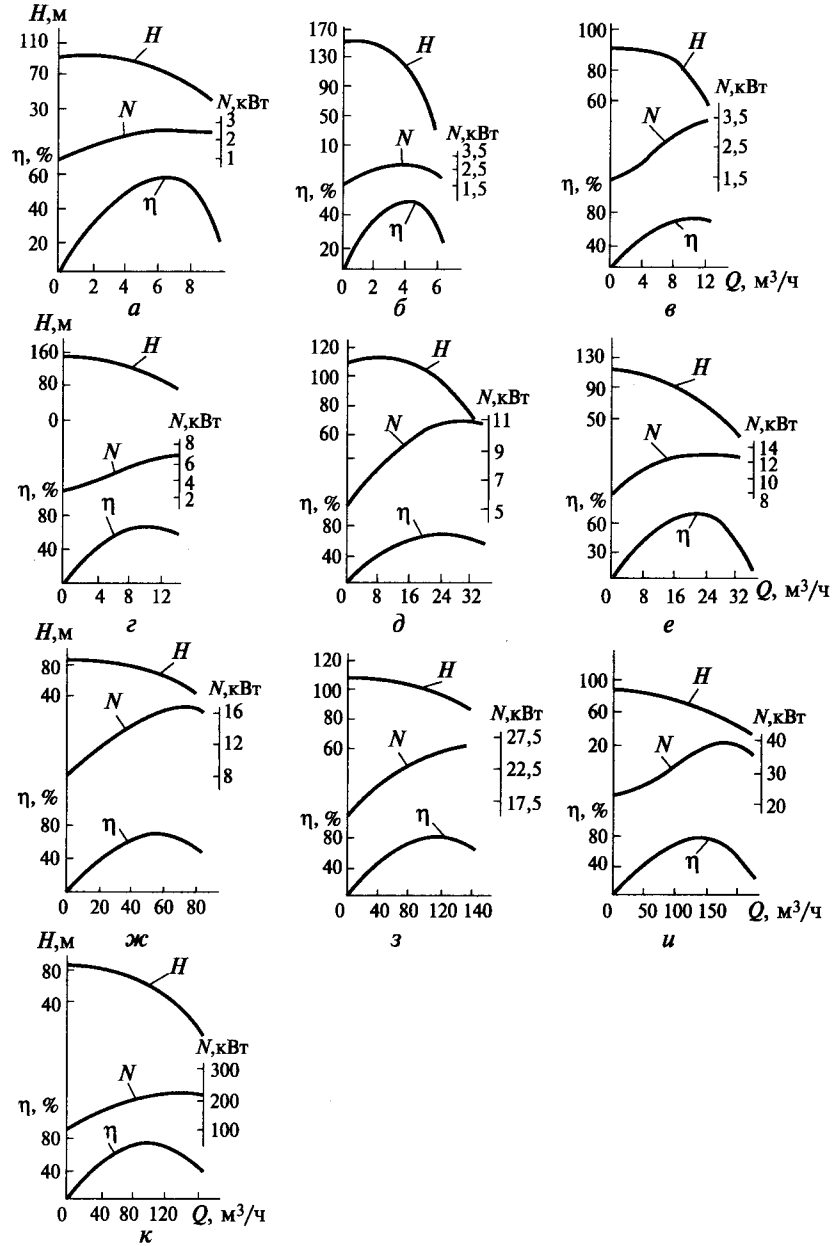


Рис. 9.22. Характеристики насосов:
а — ЭЦВ5-6,3-80; *б* — ЭЦВ5-4-125; *в* — 3ЭЦВ6-10-80; *г* — 1ЭЦВ6-10-140; *д* — ЭЦВ2-25-100; *е* — 1ЭЦВ8-40-90; *ж* — 2ЭЦВ10-63-65; *з* — 1ЭЦВ10-120-60; *и* — ЭЦВ12-160-65; *к* — 1ЭЦВ14-120-540Х

Производительность достигает 10 м³/ч, а напор — до 90 м. Применяют поршневые насосы одинарного и двойного действия. Недостатками поршневых насосов являются их низкие КПД и трудоемкость монтажно-демонтажных работ.

В ЗАО «Гидроэнергомаш» и «Русбурмаш» разработаны погружные эклектические насосы нового поколения — роторно-вихревые. В отличие от насосов типа ЭЦВ — это насосы объемного действия, имеющие бóльший КПД (до 50 %), меньшую металлоемкость, более высокие напоры и т. д.

При сооружении разведочных и эксплуатационных скважин на приусадебных участках используют портативные насосы типа «Малыш», развивающие невысокий напор и имеющие малую производительность. Насосы спускают в скважину на гибком шланге-кабеле. Электрический кабель питает энергией двигатель, по шлангу подается вода на поверхность.

Литература

1. *Башкатов А. Д.* Предупреждение песковых скважин.— М.: Недра, 1991.
2. *Башкатов А. Д.* Прогрессивные технологии сооружения скважин.— М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.— 554 с.
3. *Башкатов Д. Н.* Справочник по бурению скважин на воду.— М.: Недра, 1979.
4. *Башкатов Д. Н., Панков А. В., Коломиец А. М.* Прогрессивная технология бурения гидрогиологических скважин.— М.: Недра, 1998.
5. Новые технологии и технические средства для сооружения, освоения и ликвидации гидрогеологических скважин/Д. Н. Башкатова.— М.: ООО «Геоинформцентр», 2002.— 188 с.
6. *Сердюк Н. И.* Перспективы использования эффекта кавитации для повышения эффективности буровых технологических процессов.— М.: Изд-во МГГРУ, 2005.— 26 с.

ГЛАВА 10
ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Тампонирование скважин — это комплекс технологических процессов, связанных с выбором свойств и составов тампонажных смесей, приготовлением, регулированием параметров и доставкой их в недоступные для человека с высокой проницаемостью интервалы скважин с целью создания преграды (перемычки) на пути движения пластовых флюидов, газообразных веществ, пластовой и промывочной жидкости или обеспечения выполнения специальных работ в скважине.

10.1. Назначение и классификация тампонажных смесей

По назначению тампонирование бывает технологическое, выполнение которого в процессе бурения позволяет осуществить цементирование обсадных колонн, ликвидировать поглощение промывочной жидкости или воды и флюидопроявление пластов, создать мосты и исскуственные забои, а также ликвидационное, которое выполняется после завершения бурения скважины и выполнения геологического задания с целью полного или частичного заполнения ее тампонажной смесью.

Тампонажные смеси представляют собой дисперсные системы, состоящие из жидкости затворения (дисперсионной среды), вяжущего материала, обеспечивающего твердение или потерю подвижности тампонажной смеси, и добавок, обеспечивающих регулирование сроков схватывания или наполнителей, позволяющих экономить вяжущий материал и изменять свойства затвердевающего тампонажного камня.

Наиболее часто используемые при тампонировании скважин тампонажные смеси подразделяют по следующим классификационным признакам:

1. Происхождению или природе базового тампонажного материала:
— на основе минеральных веществ:
- ✓ вяжущие, затворенные на воде — специальные, гипсовые, алебастровые, известковистые, комбинированного состава; или вяжущие, затворенные на углеводородной жидкости — нефтеводородные, нефтеэмульсионно-цементные;
- ✓ коагулирующие (глиносодержащие) — затворенные на воде или на природной жидкости;

✓ комбинированные:
✓ глиноцементные (гельцементные), известково-глинистые, цементно-глинистые;

— на основе веществ органического происхождения:
✓ синтетические смолы, латексные, лингосульфатные, битумные;

— комбинированные:
✓ полимер-цементные, отверждаемые глинистые (ОГР), вязкоупругие тампонажные смеси (ВУТС).

2. Характеру физико-химических процессов, протекающих в составе тампонажной смеси:
✓ твердеющие (схватывающиеся);
✓ нетвердеющие (упрочняющиеся), теряющие подвижность.

3. Плотности тампонажной смеси:
✓ обеспеченные — 1,3—1,64 г/см^3;
✓ нормальные — 1,65-1,94 г/см^3;
✓ утяжеленные — 1,95—2,2 г/см^3;
✓ тяжелые — 2,3 г/см^3 и более.

4. Виду наполнителя:
✓ песчаные;
✓ перлитовые;
✓ волокнистые;
✓ и т. п.

5. Срокам схватывания:
✓ быстросхватывающиеся (БСС) — до 40 мин;
✓ ускоренносхватывающиеся — до 80 мин;
✓ нормальносхватывающиеся — до 120 мин;
✓ медленносхватывающиеся — более 2 ч.

6. Действию добавок:
✓ с активными добавками;
✓ инертными добавками.

7. Консистенции:
✓ растворы, прокачиваемые насосом;
✓ пасты, доставляемые в тампонажных устройствах.

8. Области применения:
✓ для тампонирования и цементирования скважин;
✓ тампонирования тоннелей, горных выработок;
✓ тампонирования грунтов, траншей и стенок каналов при гидротехническом строительстве;
✓ тампонирования с целью создания гидравлических завес для действующих горных предприятий
✓ и т. п.

9. Виду базового тампонажного материала:
✓ портландцементные;
✓ глиноземистые и гипсоглинистые;
✓ гипсовые;
✓ на основе:
магнезиальных цементов;
металлургических шлаков;

водорастворимых силикатов;
органических вяжущих;
органоминеральных вяжущих;
✓ и т. п.

Вещества, обеспечивающие затвердевание тампонажных смесей, называют базовыми тампонажными материалами. Тампонажный материал с различными по назначению добавками называют модифицированными тампонажными материалами.

10.2. Минеральные вяжущие вещества

Большинство из известных минеральных вяжущих веществ может быть использовано в качестве базовых тампонажных материалов. К важнейшим из них относят портландцемент, глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы, гипсовые вяжущие вещества и др.

Согласно ГОСТ 25597—83 «Цементы тампонажные. Классификация», тампонажные цементы подразделяют по следующим основным признакам:

по вещественному составу:
✓ портландцемент (без добавок);
✓ портландцементы с минеральными добавками не более 20 %;
✓ портландцементы с минеральными добавками от 20 до 80 %;
✓ глиноземистые цементы;
✓ бесклинкерные цементы;

по температуре применения:
✓ для низких температур (<15 °С);
✓ нормальных (15—50 °С);
✓ умеренных (50—100 °С);
✓ повышенных (100—150 °С);
✓ высоких (150—250 °С);
✓ сверхвысоких (>250 °С).
✓ циклически меняющихся;

по стойкости к агрессивному воздействию:
✓ стойкие к сульфатным средам;
✓ стойкие к кислым (углекислая, сероводородная) средам;
✓ стойкие к магнезиальным средам;
✓ стойкие к полиминеральным средам;

по величине собственных объемных деформаций при твердении:
✓ без особых требований;
✓ безусадочные (величина линейной деформации после 3 сут твердения до 0,1 %);
✓ расширяющиеся (величина линейной деформации после 3 сут твердения более 0,1 %).

Портландцемент — порошкообразный вяжущий материал, в состав которого входят высокоосновные силикаты кальция, оксиды глинозема, железа и другие примеси. Содержание основных оксидов в портландцементе колеблется в следующих пределах: 60—66 % оксида кальция,

18—25 % кремнезема, 4—8 % глинозема, 0,5—5 % оксида железа, 0,1—5 % оксида магния. Свойства портландцемента могут меняться в зависимости от состава клинкера. Портландцемент имеет плотность 3,1—3,15 г/см^3, насыпную массу — 900—1100 кг/м^3 и удельную поверхность — 250—400 м^2/кг. Тонкость помола цемента должна быть такой, чтобы при просевании сквозь сито № 008 (размер основной ячейки в свету 0,08 мм) по ГОСТ 3584—73 происходило не менее 85 % от массы пробы.

В промышленности выпускаются следующие разновидности портландцемента, используемые в бурении:

✓ портландцемент общестроительного назначения марок 400, 500, 550 и 600;

✓ высокопрочный портландцемент марок 600, 700 и 800, характеризующийся повышенным содержанием алита, более тонким измельчением и небольшим (до 5%) содержанием активных минеральных добавок;

✓ быстротвердеющий портландцемент, характеризующийся быстрым нарастанием прочности в начальные сроки твердения (до 7 сут); выпускают цементы марок 400, 500 и 700;

✓ сульфатостойкий портландцемент, отличающийся строго нормированным составом клинкера (ограничивается содержанием алита и трехкальциевого алюмината), обладающий повышенной коррозионной стойкостью и сульфатостойкостью;

✓ дорожный портландцемент с высоким содержанием алита и ограниченным расчетным содержанием трехкальциевого алюмината (до 10 %); из добавок он содержит обычно доменный шлак;

✓ пластифицированный портландцемент, содержащий пластифицирующую добавку, в качестве которой используют поверхностно-активные вещества (понизители вязкости) в количестве 0,1—0,4 %; эти цементы образуют весьма подвижные суспензии, обладающие замедленным твердением;

✓ гидрофобный портландцемент с добавками, уменьшающими гидратацию цементных зерен в процессе длительного хранения; в качестве гидрофобизирующих добавок используют олеиновую кислоту, асидол, мылонафт в количестве 0,1—0,3 %;

✓ песчанистый портландцемент, получаемый путем совместного помола кварцевого песка (25—40 %) с портландцементным клинкером и гипсом и характеризующийся термостойкостью в гидротермальных условиях, однако обладающий плохой седиментационной устойчивостью и замедленным твердением;

✓ шлакопортландцемент, содержащий, кроме клинкера и гипса, доменный гранулированный шлак в количестве 30—60 % и отличающийся повышенной коррозионной стойкостью к солям и сульфатам, замедленным схватыванием и твердением при незначительных температурах; при высоких температурах интенсивность структурообразования значительно возрастает;

✓ пуццолановый портландцемент с добавками осадочного (20—30 %) или вулканического (25—40 %) происхождения (опоки, трепелы, диатомиты, глиежи, т. е. глины естественные жженые, пемзы, вулканические шлаки, вулканические пеплы, туфы, порфироиды); обладает пониженной интенсивностью твердения при низких температурах и ускоренным твердением при высоких.

Сведения о наиболее часто используемых в бурении цементах и условиях их применения приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1. **Основные виды цементов и условия их применения**

Тип цемента	Область применения	Дополнительные условия
Тампонажный портландцемент (ГОСТ 1581—85)	Отсутствие агрессивных подземных вод	При тампонировании солеустойчивых пород применять ускорители схватывания
Сульфатостойкий портландцемент (ГОСТ 22266—76)	Агрессивные сульфатные подземные воды	
Пуццолановый сульфатостойкий портландцемент (ГОСТ 2266—76)	Агрессивные сульфатные и мягкие подземные воды	При температуре менее +10 °С применять только с ускорителями схватывания
Шлакопортландцемент (ГОСТ 10178—76)	Агрессивные магнезиальные подземные воды	
Шлакопесчаный цемент (ТУ 39-9-27—71)	Средневодородная агрессия	
Магнезиальный цемент на основе каустического магнезиального порошка (ГОСТ 1216—75)	Соленосные отложения	Затворяется на насыщенном растворе $MgCl_2$
Облегченный портландцемент (ГОСТ 1581—85)	Отсутствие агрессивных вод, ликвидация поглощений	Применяют с ускорителями схватывания
Цемент тампонажный сероводородостойкий (ТУ 21-20-64—85)	Сероводородная агрессия	
Цемент тампонажный утяжеленный (ТУ 39-01-08-535—80)	Для высоких пластовых давлений	

Глиноземистый цемент — быстротвердеющее вяжущее вещество, получаемое при тонком помоле продуктов совместного спекания или плавления боксита и извести. Примерное среднее содержание основных компонентов следующее: глинозема (Al_2O_3) — 40 %; окиси кальция (CaO) — 40 %; окиси кремния (SiO_2) — 10 %; оксида (или закиси) железа — 10 %. Камень из глиноземистого цемента обладает большой прочностью и водопроницаемостью по сравнению с портландцементом. Применение глиноземистого цемента для тампонирования скважин ограничено из-за отрицательного воздействия на него высокой температуры, в связи с чем рационально его использовать при температурах до 20—25 °С. Глиноземистый цемент является единственным из вяжущих тампонажных материалов устойчивым против сероводородной агрессии.

Гипсоглиноземистый цемент — продукт совместного помола высокоглиноземистого шлака и двуводного гипса в соотношении 3 : 1.

При креплении нефтяных и газовых скважин чаще применяют смесь тампонажного портландцемента и гипсоглиноземистого в соотношениях 75—85 % : 25—15 %. Гипсоглиноземистый цемент выпускается в промышленном масштабе Пашийским цементным заводом. Цементный камень из него устойчив при температуре до 60 °С к сульфатной агрессии, но неустойчив к воздействию сероводорода и солей магния.

Гипсовые вяжущие вещества получают путем термической обработки гипсового камня. Природный сульфат кальция (гипс) содержит две молекулы воды на одну молекулу сульфата $CaSO_4 \cdot 2H_2O$. При нагревании он разлагается, теряя воду и образуя полугидрат $CaSO_4 \cdot 0{,}5H_2O$. Различают строительный, формовочный, высокопрочный и высокообжиговый гипс. Плотность гипса 2,6—2,75 г/см^3. Гипсовая суспензия затвердевает в результате присоединения воды к полугидрату с вторичным образованием двугидрата сульфата кальция:

$$2(CaSO_4 \cdot 0{,}5H_2O) + 3H_2O = 2(CaSO_4 \cdot 2H_2O).$$

Искусственный камень образуется переплетением микроскопических кристаллов двуводного гипса, имеющих форму игл. Вследствие сравнительно высокой растворимости сульфата кальция затвердевшие гипсовые вяжущие вещества размягчаются в воде и поэтому относятся к воздушным вяжущим веществам. Несмотря на этот недостаток, их применяют при цементировании скважин с добавлением веществ, замедляющих схватывание и повышающих водостойкость.

Скорость схватывания гипсовых вяжущих материалов возрастает при повышении температуры до 50 °С. При температуре более 80 °С гипсовый раствор не схватывается. Различают строительный, формовочный, высокопрочный и высокообжиговый гипсы. Плотность гипса 2,6—2,75 г/см^3.

В последнее время для цементирования скважин с аномально высокими давлениями разработаны и изготовляются заводским способом утяжеленные цементы, представляющие собой тщательно приготовленную смесь вяжущего материала и утяжеляющей добавки.

Утяжеленный цемент для умеренно высоких температур (УЦГ) предназначен для цементирования скважин при температуре выше 100 °С. Вяжущей основой его служит портландцемент или тампонажный цемент по ГОСТ 1581—85, утяжелителем — измельченная железная руда.

Последнюю используют в качестве утяжеляющей добавки вследствие ее относительно высокой плотности, а также способности Fe_2O_3 образовывать высокопрочные ферритные и алюмоферритные гидрогранаты, устойчивые в сульфатных водах.

Дозировка руды до 50 % позволяет получить утяжеленный раствор с плотностью 2060—2200 кг/м^3, достаточной для создания противодавления, превышающего пластовое. При этом прочность камня на изгиб составляет более 2,5 и при сжатии — 7 МПа, что достаточно для надежной изоляции пластов даже в условиях аномальновысокого пластового давления (АВПД).

С увеличением температуры твердения до 120—200 °С резко возрастает прочность камня, достигая 22—38 МПа при сжатии и 5,8—10,9 МПа при изгибе.

Добавка ССБ и хромпика пластифицирует цементный раствор, в результате чего обеспечивается снижение гидравлических сопротивлений в процессе закачки раствора в скважину. Утяжеленные растворы имеют пониженное по сравнению с обычными цементами водосодержание. Их, как правило, применяют с добавками пластификаторов.

Утяжеленные тампонажные цементно- и шлакобаритовые растворы. В некоторых случаях в качестве утяжеляющей добавки к цементам используют немолотый магнетитовый песок. При отсутствии специального утяжеленного цемента заводского производства для утяжеления тампонажных растворов лучше использовать технический барит, чем немолотый магнетитовый песок. Смеси с баритом предназначены для цементирования нефтяных и газовых скважин с аномально высокими градиентами давлений — до 0,021 МПа/м при 20—200 °С. Для цементирования скважин с забойными температурами 20—100 °С рекомендуются смеси цемент — барит с массовым соотношением от 2 : 1 до 1 : 1, а для скважин с температурой 100—200 °С шлак — барит с таким же соотношением. Смеси состава 2 : 1 применяют для получения тампонажного раствора плотностью 2000—2100 кг/м^3, а состава 1 : 1 — плотностью 2100—2180 кг/м^3.

Смеси цемент — барит (2 : 1 и 1 : 1) имеют достаточную прочность камня при температуре 75 и 100 °С. Срок схватывания цементно-баритовых растворов регулируют добавками ССБ и хромпика или другими замедлителями.

Для цементирования высокотемпературных скважин с аномально высокими пластовыми давлениями в качестве вяжущих веществ можно использовать шлаки цветной металлургии, в частности, отходы выплавки свинца и меди. Последние обеспечивают высокую плотность шлака (3800—3900 кг/м^3).

Для применения шлакового раствора при температуре ниже 200 °С необходимо ускорить его твердение. Эффективными ускорителями служат кальцинированная сода, гранулированный доменный шлак, портландцемент. Шлаковые растворы с указанными добавками могут быть использованы при температурах от 80 до 180—200 °С. Прочность шлакового камня на сжатие через 48 ч твердения достигает 20 МПа. Повысить ее при температуре 120—200 °С можно добавкой молотого кварцевого песка для модификации тампонажных материалов с целью доведения свойств базовых тампонажных цементов и приготовляемых из них растворов до соответствия с условиями их применения в скважине.

Цементно-кремнеземистые смеси являются термостойким тампонажным цементом, который получают в результате добавления тонкоизмельченного (до полного прохождения через сито 0,074 мм) кварцевого песка к обычному тампонажному цементу. Рекомендуется смешивать измельченный кварцевый песок с цементом в соотношении от 1 : 3

до 1 : 1. Измельченный кварцевый песок — добавка, которая сочетается с большинством цементов и почти не влияет на другие свойства цементного раствора. Для сохранения седиментационной устойчивости при неизменном водосодержании и быстрого химического взаимодействия кварца с продуктами гидратации цемента необходима высокая степень дисперсности песка.

Шлако-песчаные цементы необходимы при больших температурах, когда скорость гидратации портландцемента излишне высока и это требует применения замедлителей. Поиски низко активных вяжущих веществ прежде всего имели своей целью получение медленносхватывающихся тампонажных цементов. Из числа низкоактивных вяжущих веществ для цементирования скважин в России наиболее широко используют доменные шлаки, в США — известково-пуццолановые вяжущие.

Отрицательной особенностью растворов на шлаковой основе является их быстрое загустевание в присутствии небольших примесей портландцемента. Другим недостатком можно считать широкие пределы колебания состава шлаков и свойств цемента в различных партиях.

Расширяющиеся тампонажные цементы. Известны два способа придания цементному камню свойства расширения. Первый способ заключается в том, что в состав цементного раствора можно ввести вещества, образующие при химической реакции между собой или с веществами цементного раствора газообразные продукты. Увеличение количества газа (а также повышение температуры) вызывает расширение пузырьков газа и возникновение собственных напряжений. Этот способ широко используют для цементов, твердеющих на поверхности, однако при применении тампонажных растворов на большой глубине расширению пузырьков газа, как правило, препятствует гидростатическое давление. Исключение составляют некоторые случаи цементирования зон поглощений, где такое расширение возможно.

Второй способ — введение веществ (расширяющих добавок), которые при химической реакции между собой или с другими веществами цементного раствора образуют кристаллические продукты. Рост кристаллов этих веществ в порах цементного камня является причиной появления собственных напряжений, вызываемых кристаллизационным давлением. На ранней стадии твердения цементный камень имеет открытую пористость, поэтому гидростатическое давление не препятствует деформации среды и существенно не влияет на расширение. Собственные напряжения в этом случае компенсируются кинетикой развития и кристаллизационным давлением и определяются выбором расширяющей добавки применительно к свойствам цемента и условиям твердения.

На практике применяют различные виды расширяющихся цементов, главным образом на сульфоалюминатной основе. Известны водонепроницаемый расширяющийся цемент (ВРЦ) и напрягающий цемент (НЦ). ВРЦ изготовляют путем смешения или совместного помола глиноземистого цемента (68—71 %), полуводного гипса (20—22 %)

и высокоосновного гидроалюмината кальция $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 13H_2O$ (10—11 %). Высокоосновный гидроалюминат находится в продукте, получаемом из смеси глиноземистого цемента с гидратной известью. НЦ изготовляют путем тонкого совместного помола портландцементного клинкера, глиноземистого шлама (или глиноземистого цемента) и гипсового камня в соотношении 70 : 15 : 15.

Известен расширяющийся цемент на основе портландцемента. В его состав входят 60—65 % портландцемента, 5—7 % глиноземистого цемента, 7—10 % двухводного гипса, 20—25 % гидравлической добавки. Расширение образцов при твердении в воде в течение суток составляет 0,15 %, а через 28 сут — до 0,3—1 %. Начало схватывания без специальной корректировки наступает через 30 мин.

Тампонажный цемент с добавками магнезита и доломита представляет собой смесь тампонажного портландцемента с магнезитом ($MgCO_3$) или доломитом ($CaCO_3 \cdot MgCO_3$), обожженными при температуре 700—900 °С. Добавки к цементам обожженных магнезита и доломита соответственно 5—10 и 10—20 % обеспечивают расширение цементного камня в течение 48 ч до 0,5 % за счет гидратации оксидов MgO и смеси MgO + CaO в цементном камне.

Расширяющиеся тампонажные цементы с большой степенью расширения получают введением добавок молотых негашеной извести и периклаза, обожженных при определенных температурах.

Для расширения в пределах 16—20 % от момента затворения необходимо на 100 массовых долей портландцемента ввести 10—20 массовых долей молотой негашеной извести, количество которой зависит от сроков схватывания исходного портландцемента, ее активности и скорости гашения, а также от условий применения цемента.

При температурах выше 160 °С расширяющей добавкой может служить оксид магния, обожженный при высоких температурах (1500—1600 °С). В качестве вяжущей основы для высокотемпературных расширяющихся тампонажных цементов необходимо применять температуростойкие медленносхватывающиеся цементы: шлакопесчаный цемент, БКЦ или цемент на основе саморассыпающегося шлака от производства рафинированного флюсового феррохрома.

10.3. Тампонажные материалы органического происхождения

Смолы — высокомолекулярные органические соединения (полимеры), использующиеся для борьбы с поглощениями. Применяют следующие составы смол.

Карбамидные смолы: мочевиноформальдегидные (МФ-17, МФ-60, М-270, М-19-62, КС-68 «Б», М-3), меламиномочевиноформальдегидные (ММФ-50), мочевиноформальдегиднофурфуроловые (МФФ-М), карбамидоформальдегидные (КФ-Ж). Это жидкости от белого до темно-коричневого цвета, плотностью 1,17—1,5 г/см^3. Прочность камня довольно высокая: при сжатии — 250 МПа, при изгибе — до 120 МПа.

В качестве отвердителя этих смол используют *органические* и *минеральные кислоты:* щавелевую, реже лимонную, соляную, фосфорную, а также соли: хлорное железо, хлорный цинк, хлористый аммоний. Наиболее широко в качестве отвердителя применяют соляную и щавелевую кислоты в виде водного раствора. Общее содержание воды в рабочем растворе смолы не должно превышать 50 %. В целях безопасности соляную кислоту применяют в виде 10 %-го раствора, а щавелевую кислоту можно добавлять и в порошкообразном виде.

Латекс применяют в разведочном бурении в основном для ликвидации поглощений промывочной жидкости. Это молочно-белая жидкость плотностью 0,96—0,97 г/см^3 с содержанием воды до 56 % и каучука до 37 %. Кроме того, в состав входят 2—7 % белков, 1,6—3,4 % смол, 1,5—4,2 % сахара и 0,2—0,7 % золы. Каучук в латексе находится в виде отрицательно заряженных взвешенных глобул, размеры которых колеблются от 0,1 до 6 мкм. На поверхности частиц каучука расположен адсорбционный слой ПАВ (белков, жировых кислот и т. п.), выполняющий роль стабилизатора эмульсии каучука в воде.

Применение латекса обусловлено его способностью к коагуляции при смешивании с водным раствором солей поливалентных металлов Ca^{+2}, Fe^{+3}, Al^{+3}, Mg^{+2}, в результате чего образуется эластичная каучуковая масса, способная закупоривать каналы и полости. В качестве основного коагулянта латекса используется 3 %-й раствор $CaCl_2$, концентрацией которого в составе латекса регулируется скорость его коагуляции. При выполнении тампонажных работ с целью ликвидации поглощения промывочной жидкости используют следующие марки латексов: СКС-50КГП; СКС-300Х; СКС-С при концентрации сухого вещества 50—60 %; малоконцентрированные латексы (МКЛ) с содержанием сухого вещества 25—30 % — ДВХВ-70; ДВМП-100; СКМС-30АРК.

10.4. Составы тампонажных смесей и условия их применения

Составы и свойства тампонажных смесей выбирают в зависимости от их назначения, в соответствии с которым должны предъявляться требования к выбранной тампонажной смеси и получающемуся при твердении тампонажному камню.

Для цементирования обсадных колонн и разобщения проницаемых пластов основными требованиями являются: подвижность тампонажного раствора, хорошее вытеснение из ствола скважины и из затрубного пространства промывочной жидкости и тампонажного камня, его хорошая адгезия с поверхностью обсадных труб.

При создании мостов, разделительных пробок и искусственных забоев важнейшими требованиями являются прочность тампонажного камня и высокая скорость твердения.

При выполнении тампонажных работ с целью устранения поглощения промывочной жидкости тампонажные смеси должны отвечать следующим требованиям: иметь достаточное проникновение в поглощающие каналы и трещины, устойчивость к агрессии подземных вод, достаточно высокую скорость потери подвижности — схватывание, хорошую адгезию с горными породами.

Наиболее часто применяемые виды тампонажных смесей, их параметры и условия применения приведены в табл. 10.2.

Облегченные тампонажные цементы и растворы применяют для уменьшения плотности тампонажного раствора. Плотность можно также уменьшать за счет увеличения содержания жидкости затворения по отношению к твердой фазе, если жидкость затворения имеет меньшую плотность, или путем замены:

- ✓ части или всей жидкости затворения жидкостью меньшей плотности;
- ✓ всего или части вяжущего вещества вяжущим веществом меньшей плотности;
- ✓ всей или части добавки добавкой меньшей плотности;
- ✓ части вяжущего вещества специальной добавкой, обладающей меньшей по сравнению с ним плотностью;
- ✓ части объема твердых и (или) жидких фаз газообразной фазой.

Более высокая прочность получается при снижении плотности путем введения воздуха. Существенный недостаток аэрированных тампонажных растворов — их сжимаемость. На большой глубине или при высоком гидростатическом давлении объем аэрированного тампонажного раствора существенно уменьшится, а плотность повысится. Этот недостаток можно устранить, заключив пузырьки воздуха в прочные оболочки.

В последнее время применяют пластмассовые, стеклянные, керамические, кварцевые микробаллоны (микрокапсулы). Для эффективного снижения плотности с сохранением высокой прочности необходимо, чтобы микробаллоны имели плотность не более 600 кг/м^3.

Таким образом, для снижения плотности до 1650—1700 кг/м^3 можно использовать все известные способы, до 1400—1500 кг/м^3 — облегчающие добавки плотностью менее 2000 кг/м^3, повышать водосодержание, а на небольших глубинах использовать аэрирование тампонажного раствора. Ниже 1400 кг/м^3 желательно использовать полые или газонаполненные микробаллоны.

Гельцементные растворы — это растворы, содержащие в качестве облегчающей добавки высококоллоидальные, главным образом монтмориллонитовые (бентонитовые) глины плотностью 2300—2600 кг/м^3 и введенные в количестве, составляющем до 20 % от массы твердой фазы. Поэтому снижение плотности за счет введения менее плотного компонента твердой фазы невелико и достигается в основном за счет значительного увеличения водосодержания гельцементных растворов по сравнению с обычными. Добавка к тампонажному цементу 5—6 % высококачественного бентонита позволяет приготовить седиментационно-устойчивые растворы с В/Т = 0,7—0,75, имеющие плотность 1600—1700 кг/м^3. Введение 20—25 % бентонита позволяет применять В/Т = = 1,3—1,5 и получать плотность растворов 1300—1400 кг/м^3.

Таблица 10.2. **Тампонажные смеси**

Тип смесей	Состав	В/Ц	Сроки схватывания, ч-мин		Плотность, т/м³	Основные свойства (характеристика)	Назначение
			начало	окончание			
1	2	3	4	5	6	7	8
Тампонажные растворы на основе минеральных вяжущих							
Базовый	Тампонажный портландцемент ПЦТ (ГОСТ 1581—85)	0,5	2—00	10—00	1,8—1,9	Хорошая текучесть и прокачиваемость	Для пористых и мелкотрещиноватых пород с малой и средней интенсивностью поглощения; в качестве базового для тампонажных смесей
Облегченные	ПЦТ — до 40 %; диатомит, трепел, опока — до 45 %; доменный шлак — до 20 %	0,95—1,2	2—00	18—00	1,4—1,6	Малая водоотдача, хорошие закупоривающие свойства	Для малых пластовых давлений и уменьшения поглощения раствора
Утяжеленные	ПЦТ — до 20 %; гематит, барит — до 75 %; доменный шлак — до 20 %	0,33—0,35	2—00	12—00	1,95—2,3	Прочный камень, малая проницаемость, упругость	Для высоких пластовых давлений
Соляные	ПЦТ, затворенный на насыщенном растворе солей, %: NaCl — 26,4, MgCl — 36,0, $CaCl_2$ — 42,3, Na_2SO_4 — 14,4	0,5	0—50 ... 1—50	3—50 ... 1—50	1,95—2,0	Хорошая прокачиваемость, сцепляемость с породой и трубами, совместимость с другими реагентами	Для соленосных отложений, агрессивных подземных вод
Песчанистые	ПЦТ — до 50 %; кварцевый песок — до 50 %	0,8	9—00	10—00	1,85	Прочный непроницаемый камень, коррозионностойкий	То же
Волокнистые	ПЦТ с наполнителями — до 3 % (хлопковые отходы, волокна асбеста, отходы кордного волокна и др.)	0,5	2—00	10—00	1,8	Повышенная вязкость	Уменьшение поглощения в кавернозных породах с интенсивным поглощением

Продолжение табл. 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Глиноцементные	ПЦТ с добавлением бентонита — 4—10 % и $CaCl_2$ — 4 %	0,5	3—15 ... 3—50	4—40 ... 5—05	1,8—1,84	Хорошие закупоривающие свойства	Для зон интенсивных поглощений
Быстросхватывающиеся	ПЦТ с добавлением ускорителей схватывания от 2 до 10 %: $CaCl_2$, Na_2CO_3, NaCl, NaOH, $NaSiO_3$	0,5	0—50 ... 1—50	1—00 ... 2—10	1,8—1,85	Сокращение сроков схватывания	То же
	Гипс строительный с добавлением 0,5—1,0 % замедлителей схватывания (КМЦ, ССБ, гипан, ПАА и др.)	0,6	0—40 ... 1—50	1—00 ... 2—10	1,67—1,68	То же	»
Растворы и смеси на основе полимеров							
Отверждаемый глинистый раствор	Глинистый раствор плотностью 1,1—1,4 т/м³ — 58—65 %; 30 %-й фориалин — 10—16 %, состав ТС-10 — 25—26 %		1—00 ... 3—00	1—20 ... 3—30	1,2	Высокая седиментационная устойчивость, небольшая проницаемость камня	Для зон интенсивных поглощений
Тампонажная смесь СКМ-19	Карбамидная смола М 19-62, отверждаемая 30 %-м водным раствором хлорного железа — 0,5—1,0 %		2—00 ... 1—10	3—00 ... 1—10	1,4	То же	То же
Тампонажные пасты							
Гипаноцементная паста	Массовые части: ПЦТ — 100; гипан — 1,0; $CaCl_2$ — 3,0—5,0	0,5—0,6	2—35 ... 2—45	3—45 ... 4—45	1,8—1,85	Твердеющая, нерастекаемая, но прокачиваемая масса с высокой начальной пластической прочностью	Для зон интенсивных поглощений, приуроченных к крупнотрещиноватым и кавернозным породам

Продолжение табл. 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Глино-цемент-ная паста	ПЦТ — 100 кг; бентонит — 200—500 кг; сульфат алюминия — 30—60 кг; вода — 0,75—1,25 м^3				1,76—1,62	Нетвердеющая, нерастекаемая, но прокачиваемая масса с пластической прочностью 32 кПа через 1 ч перемешивания; скорость восстановления структуры через 1 сут твердения — 0,26 кПа/мин	Для зон интенсивных поглощений, приуроченных к крупнотрещиноватым и кавернозным породам

Недостатком гельцементных растворов пониженной плотности является низкая температурная и коррозионная устойчивость цементного камня.

Цементные растворы с кремнеземистыми облегчающими добавками. Высокая водопотребность пуццолановых цементов на основе диатомита явилась основой использования их для приготовления тампонажных цементных растворов пониженной плотности.

Диатомиты представляют собой осадочные породы, состоящие из панцирей микроскопических диатомитовых водорослей. В 1 см^3 диатомита может содержаться до 30 млн панцирей (киссатибский диатомит), вследствие чего диатомитовый порошок имеет большую удельную поверхность, что делает возможным введение в диатомито-цементный раствор большого количества воды без потери седиментационной устойчивости системы.

Тампонажные смеси на основе торфа и сапропеля имеют высокую структурирующую способность, представляющую огромный интерес для приготовления различных реагентов, буровых и тампонажных растворов, буферных жидкостей и эмульсионных составов, так как содержат такие ценные компаненты, как ПАВ, гемицеллюлозу, углеводные и белковые вещества, битумы и глины.

При воздействии на торф и сапропель слабых щелочей и кислот значительно активизируется поверхность их частиц, что приводит к улучшению структурно-реологических и технологических свойств дисперсии. Различие в групповом составе органического вещества и химическом составе минеральных компонентов позволяет получить эффективные тампонажные растворы для сложных геолого-технических условий бурения.

Исследования показали, что торф и сапропель являются эффективными материалами для облегчения тампонажных смесей. Использование торфа в качестве облегчающей добавки позволяет в 2—3 раза сократить расход цемента при цементировании колонны в глубоких скважинах. Кроме того, эти растворы при плотности 1,35—1,4 г/см^3 обладают минимальной водоотдачей. В качестве добавок, ускоряющих скорость твердения, используют хлористый кальций, хлористый алюминий и т. п. Расход торфа составляет от 2,5 до 15 % от массы цемента. Получаемые цементно-торфяные смеси седиментационно устойчивы и имеют меньшую водоотдачу по отношению к чисто цементным.

Тампонажные смеси на основе синтетических смол позволяют создать ряд недефицитных высокомолекулярных соединений и на их основе разработать быстросхватывающиеся смеси (БСС) с регулируемыми сроками твердения. Для тампонирования осложненных интервалов разведочных скважин наибольшее распространение получили следующие химические соединения: акриловые и метакриловые кислоты и их производные; карбамидные, фенолоформальдегидные и эпоксидные смолы; синтетические латексы.

Известно, что акриламид легко растворим в воде, метиловом и этиленовом спиртах, ацетоне. Для изоляции трещиноватых интервалов

скважин рекомендуется применять такой состав двухрастворной смеси (вес. ч.): водный раствор акриламида концентрации 20—35 % — 100, метилен бисакриламида — 0,1—0,4, персульфата аммония — 0,05 и гидросульфита натрия — 0,014.

К карбамидным смолам, получившим наибольшее применение при проведении буровых работ, относятся смолы МФ-17, М-270, М-19-62. В качестве недорогого и эффективного их отвердителя применяют соляную кислоту. Существенным недостатком всех карбамидных смол является необходимость применения кислот в качестве отвердителя, что отрицательно сказывается на результатах тампонирования карбонатных пород, так как при взаимодействии с кислотами карбонаты разлагаются, что приводит к снижению прочности и повышению проницаемости пород.

Формальдегидные смолы обладают способностью отверждаться как в кислой, так и щелочной средах. Наибольший интерес из смол этой группы представляет резорцинформальдегидная смола ФР-12, в качестве отвердителя которой может быть использован формалин, но ввиду дефицитности и высокой стоимости ФР-12 не получила широкого применения в бурении. На основе дешевых сланцевых фенолов ФРЭС и ТСД-9 созданы тампонажные смеси для закрепления слабосцементированных пород. Эти БСС обладают малыми сроками схватывания (1—3 мин) и большей проникающей способностью. Время отверждения раствора регулируется количеством введенного отвердителя (формалина) и катализатора (кальцинированной соды), причем значительное влияние на сроки схватывания оказывают степень разбавления смеси водой и температура среды, что при наличии водопритоков в скважине отрицательно сказывается на качестве тампонирования.

Эпоксидные смолы в сравнении с карбамидными и фенолоформальдегидными обладают рядом преимуществ, заключающихся в том, что тампонажный камень из эпоксидных смол имеет повышенные прочностные и адгезионные свойства. Эпоксидные смолы марок ЭД-5 и ЭД-6 получают путем поликонденсации эпихлоргидрина глицерина и дефенолов в присутствии щелочи. На основе этих смол созданы тампонажные смеси со сроками отверждения от 5 до 60 мин. В качестве отверждающих веществ применяют полиамины, полиамиды, жирные кислоты, фенольные и карбамидные смолы. В состав смеси входят различные реагенты: разбавители, пластификаторы, ускорители и др.

Нетвердеющие составы на основе синтетических смол называют вязкоупругими растворами (ВУР). Один из составов представляет собой водную смесь полиакриламида, водорастворимых синтетических смол и технического формалина. Содержание полиакриламида в исходном водном растворе составляет 0,5—1 %, водного раствора гексарезорциновой смолы 1—2 %-й концентрации — 10—15 % и водного раствора формалина 40 %-й концентрации — 1—2 %.

Вязкоупругие составы применяют при борьбе с поглощениями, а также для повторного тампонирования. С целью повышения эффективности в них можно вводить наполнители.

Тампонажные растворы на основе латексов получают при смешивании латекса с водным раствором хлористого кальция примерно в равных объемах. Наиболее распространенная концентрация хлористого кальция 3—5 %. Процесс коагуляции сопровождается резким ростом вязкости продукта, поэтому латексные растворы получают преимущественно в скважине в зоне поглощения.

Тампонажные смеси на основе лигносульфонатов получают при обработке лигносульфонатов солями поливалентных металлов и образуют гель со свойствами, характерными для твердого тела. Наиболее распространенные лигносульфонаты в таких смесях — сульфитспиртовая барда (ССБ) и сульфитдрожевая бражка (СДБ), коагулянты — бихроматы (натрия, калия, аммония) и другие соли хрома.

Время образования геля зависит от концентрации ССБ и количества соли хрома: чем выше концентрация ССБ, тем меньшее количество соли хрома необходимо для образования геля. Тампонажные смеси на основе лигносульфонатов применяют для борьбы с поглощениями промывочной жидкости.

Битумные тампонажные смеси представляют собой расплавленный битум с различного рода добавками и наполнителями. Введение наполнителей (песка, глин, цемента) в битум уменьшает растекаемость смеси по поглощающим каналам, сокращает ее расход, улучшает разбуриваемость битумной пробки.

Количество добавки наполнителя в битумную смесь подбирают в зависимости от величины каналов поглощения. Так, при наличии в зоне поглощения крупных трещин и каверн следует вводить до 50 % наполнителей. Глину и цемент вводят с эмульгаторами и пластификаторами. Тогда массу наполнителей можно увеличить до 100 % от массы битума. В качестве эмульгатора можно применять кальцинированную или каустическую соду, пластификатором могут быть соляровое масло или керосин. Масса эмульгатора должна составлять 2 %, а пластификатора — 5 % от массы битума.

Основные недостатки тампонажных смесей из органических веществ — их токсичность, высокая стоимость, необходимость строгой дозировки компонентов, низкая технологичность. Они плохо смываются с бурового оборудования и инструмента, должны храниться в специальной таре, требуют тщательного перемешивания и осторожного обращения. Влияние этих недостатков снижают, комбинируя органические и неорганические компоненты.

Полимерцементные смеси обладают хорошей изолирующей способностью, повышенной коррозийной стойкостью, устойчивостью к разбавлению подземными водами.

Наиболее широко применяются полиакриламидцементные растворы (пасты). Их получают смешиванием цементного раствора, приготовленного на водном растворе полиакриламида, с цементной суспензией, для которой используют водный раствор хлористого кальция.

Смеси сухого цемента в массовых частях состоят из тампонажного цемента — 100; полиакриламида — 0,14—0,2; CaCl — 2,5—5; воды — 60.

Полиакриламид используют в виде водного раствора 3 %-й концентрации, гипан — примерно в такой же концентрации.

Широко применяют метасоцементные пасты, которые представляют собой смесь водного раствора метаса 10—15 %-й концентрации с цементной суспензией (В/Ц = 0,4—0,5), приготовленной на водном растворе хлористого кальция с содержанием последнего 5—6 %. Так как метас растворяется только в водно-щелочном растворе, состав содержит кальцинированную соду в количестве 0,3—0,5 мас. ч. метаса. Примерное соотношение компонентов следующее (в % по массе от сухого цемента): цемент — 100, метас — 0,5—1, кальцинированная сода — 0,17—0,33, хлористый кальций — 5—18, вода — 40—50.

Полимерцементные смеси могут иметь и более сложный состав и содержать комбинацию смол. Здесь каждый компонент придает смеси или тампонажному камню новое качество или усиливает нужные свойства.

Цементно-латексные растворы представляют собой смесь цемента, воды, латекса, антивспенивателя, а также солей (чаще NaCl), которыми регулируют реологические свойства смесей. Добавки латекса составляют 1—2 %, соли — 2—3 %. Латекс можно впрыскивать в процессе закачки цементного раствора, затворенного на водном растворе хлористого кальция. Такой состав используют при изоляции поглощающих горизонтов.

Все полимерцементные растворы могут содержать наполнители, в качестве которых чаще применяется песок, реже глина, при добавке глины получают смеси пониженной плотности. Полимерцементные смеси применяют главным образом для борьбы с поглощениями и установки мостов в скважинах.

Отверждаемые глинистые растворы (ОГР) получают введением в глинистый раствор сланцевых фенолформальдегидных смол ТСД-9 или ТС-10 с отвердителями. В качестве отвердителей применяют водные растворы формальдегида (формалин), параформ, минеральные кислоты. В процессе смешивания состава в среде глинистого раствора при реакции поликонденсации формируется полимерная пространственная сетка, в которой глинистый раствор играет роль наполнителя. После отверждения состав дает довольно прочный камень.

Смолу вводят в количестве 25—30 % от объема раствора, формалин — до 50 % от объема смолы. Соотношение компонентов в растворе следующее: смола — 20—30 %, формалин — 10—20 %, глинистый раствор — 50—70 %. Рекомендуемая плотность глинистого исходного раствора — 1,18—1,2 г/см^3, статическое напряжение сдвига — 4—6 Па. С увеличением плотности раствора прочность тампонажного камня возрастает. Отделение фильтрата превышает водоотдачу исходного раствора на 30—60 %, однако фильтрат поликонденсируется в твердую пластмассу. Скорость реакции поликонденсации зависит от соотношения компонентов и температуры, но в большей мере от содержания глинистой составляющей и температуры. Имеет значение и показатель pH среды.

Усложнение геолого-технических условий проходки скважин, а также совершенствование техники и технологии их бурения и крепления повышают уровень требований к тампонажным материалам и приготовляемым из них растворам. Это вызывает необходимость целенаправленного изменения свойств цементных растворов путем обработки их химическими реагентами.

К параметрам тампонажных систем, количественное изменение которых часто вызывается потребностью технологии или особенностями скважинных условий, относят время загустевания, или сроки схватывания, реологические свойства, седиментационную устойчивость — для тампонажных растворов; механическую прочность, проницаемость, коррозионную устойчивость — для тампонажного камня.

Как правило, реагенты и материалы, вводимые в тампонажные системы, оказывают комплексное воздействие и изменяют одновременно несколько параметров. Некоторые реагенты при одних условиях изменяют свойства тампонажных систем в одном направлении, а при других — влияние тех же реагентов может быть противоположным. Кроме того, один и тот же реагент при различных дозировках может вызывать прямо противоположные воздействия.

Все применяемые при тампонировании скважин химические реагенты по эффекту действия подразделяют:

✓ на ускорители схватывания и твердения: хлориды кальция, натрия, калия и алюминия, сульфаты натрия и калия, углекислые калий и натрий, едкий натр, кремнекислые натрий и калий (жидкое стекло), нитраты натрия и кальция, нитрит кальция, нитрит-хлорид кальция, нитрат кальция с мочевиной, мочевина, нитрит-сульфат натрия, сульфаниловая кислота, триэтаноламин, нитрат натрия, мелассы;

✓ замедлители схватывания и твердения: винная кислота и ее соли, борная кислота, хромпик, гипан, окзил, КССБ, СДБ, ФХЛС, ПФЛХ, сульфированный нитролигнин, карбоксиметилцеллюлоза, гексаметафосфат и нитрофосфат, КДБ, ПАД-3;

✓ пластификаторы (разжижители): С-3, 10-03, СДБ, КССБ, ПАЩ, ВЛХК, этилсиликонат натрия, метилсиликонат натрия, СПД, мылонафт, НЧК, ПФЛХ, ФХЛС, сульфированный нитролигнин, нитролигнин, окзил, синтан-5 и синтан ПЛ, Д-4 и Д-12, гексаметафосфат и нитрофосфат, ВРП, ГИФ-1, хромпик, высокомолекулярный поливинилпирролидон;

✓ понизители водоотдачи: гипан, СДБ, КССБ, ПФЛХ, ФХЛС, карбоксиметилцеллюлоза, полиоксиэтилен, бентонитовая глина, сульфированный нитролигнин, поливиниловый спирт, метас, полиакриламид, К-4, метилцеллюлоза, оксиэтилцеллюлоза, декстрин, модифицированный крахмал;

✓ пеногасители: НЧК, окисленный нитролатум, соапсток, ЖЖГ, РС, кальциевый мылонафт, флотомасло, полиметилсилоксан, скрубберный конденсат, Т-66, стеарокс-6, АГ-2, АГ-3, НГВ-1, полиамид, стеарат алюминия, ПЭС, ОКП-50, СЖК, ВМС, ВМС-12, П-79, сивушное масло, карболениум.

Ускорители схватывания и твердения вводят в тампонажные растворы с целью сокращения времени ожидания затвердевания цемента.

Повышение содержания в тампонажном растворе каустической соды, поташа, кальцинированной соды, хлоридов натрия, калия и кальция до 3 % приводит к снижению прочности цементного камня после длительного твердения. При содержании хлорида натрия больше 5 %, а углекислого натрия меньше 1 % замедляются скорости схватывания и твердения. Введение более 2 % хлоридов вызывает коррозию труб. Для ее уменьшения при повышенных концентрациях хлоридов рекомендуется одновременно вводить нитриты, нитраты и хроматы натрия, калия и кальция. Сульфаты натрия и калия вызывают коррозию при введении их более 6 %. С целью предотвращения коррозии труб рекомендуется при цементировании скважин в условиях положительных температур использовать ингибирующие или органические электролиты. Необходимо учитывать, что при введении кальцинированной соды в тампонажные растворы с большими дозами хлоридов, а также при тампонировании скважин с выделением сильно минерализованных вод может резко снизиться подвижность растворов.

При значительном ускорении процессов твердения вследствие применения ускорителей, как правило, существенно уменьшаются прочность и морозостойкость цементного камня. Необходимость введения последних определяется экспериментально. При назначении ускорителей необходимо учитывать, что некоторые из них при повышении или понижении температуры становятся замедлителями (например, мочевина). Такое же влияние может оказывать и концентрация реагента.

Замедлители схватывания и твердения в большинстве своем являются не только замедлителями твердения, но и влияют на реологические и фильтрационные свойства тампонажных растворов, что необходимо учитывать при их выборе.

Хромпик применяют, как правило, совместно с такими замедлителями схватывания и понизителями водоотдачи, как СДБ, гипан, КМЦ, оксил, метас, СВК. Замедлители на основе гидролизованных соединений акриловой кислоты (гипан, К-4) при введении в портландцементные тампонажные растворы необходимо стабилизировать с целью предотвращения коагуляции замедлителями растворения кальциевых солей, например кальцинированной содой. Для шлаковых цементов стабилизаторы не требуются.

При назначении замедлителей следует учитывать их совместимость с солевой средой тампонажного раствора, а также возможность потери или инверсии свойств при повышении или понижении температуры (например, фосфаты, мочевина).

Регуляторы реологических свойств тампонажных растворов вводят с целью регулирования реологических характеристик тампонажных растворов (увеличения или уменьшения вязкости и предельного напряжения сдвига).

При назначении регуляторов реологических свойств надо учитывать, что многие из них влияют на процессы гидратационного твердения в сторону их ускорения или замедления. Такие реагенты, как СДБ, КССБ, ГИФ-1, ПФЛХ, ВЛХК, СПД, ПАЩ-1, ВРП-1, Д-4, Д-12, ЦНИПС-1, мылонафт, вызывают сильное пенообразование при приготовлении раствора, поэтому их рекомендуется применять с пеногасителями. Для повышения пластифицирующего действия реагента, как правило, увеличивают его дозировку.

В качестве регуляторов реологических свойств используют как химические реагенты, так и наполнители: глины, песок, трепел и др. Наиболее часто вместе с химическими реагентами применяют бентонитовую глину. Оптимальное соотношение вяжущего, наполнителя и химического реагента подбирают экспериментально.

Пеногасители — это в большинстве случаев растворы реагентов в дизельном топливе. При определении необходимости применения того или иного пеногасителя следует учитывать его возможную реакцию с тампонажным раствором и влияние на свойства последнего: например, окисленный петролатум в присутствии солей кальция коагулирует, и поэтому для стабилизации в тампонажные растворы вводят кальцинированную соду. Оптимальное количество реагентов устанавливается экспериментально.

10.5. Параметры, характеризующие свойства тампонажных смесей

Свойства тампонажных растворов зависят от состава исходных компонентов, их соотношений, режима перемешивания и температуры. Для правильного выбора состава тампонажных смесей применяют ряд параметров для оценки их свойств.

Состав цементных растворов характеризуется водоцементным отношением, которое влияет на их свойства. Водоцементное отношение (В/Ц) показывает отношение массового количества воды к массовому количеству цемента и для нормальных цементных растворов находится в пределах 0,4—0,6.

Растекаемость тампонажного раствора определяется с помощью конуса $А_3$НИИ (рис. 10.1). Прибор состоит из формы-конуса *1* и измерительного столика *2* с установочными винтами *3*. Форма-конус имеет внутренние диаметры верхнего основания 37 мм, нижнего — 70 мм, высоту — 60 мм.

Измерительный столик — это плита, снабженная шкалой, которая представляет собой концентрические окружности с минимальным диаметром 70 мм и максимальным — не менее 250 мм. Цена деления шкалы *5* мм. Столик должен быть покрыт диском из стекла.

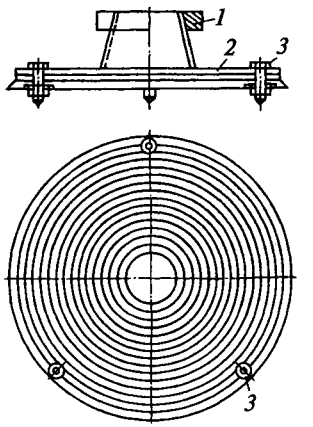


Рис. 10.1. Конус $А_3$НИИ для определения растекаемости цементных растворов

Растекаемость определяют следующим образом. Измерительный столик устанавливают в горизонтальное положение с помощью установочных винтов *3* и шарика-уровня в центре столика. Форма-конус устанавливается на стекле в центре измерительного столика таким образом, чтобы внутренняя окружность формы совпадала с начальной окружностью шкалы столика. Внутреннюю поверхность конуса и стекло перед испытанием протирают влажной тканью. Смесь готовят в мешалке, время перемешивания — 3 мин. Цементным раствором заполняют форму-конус до верхнего торца. Интервал времени от момента окончания перемешивания до момента заполнения конуса не должно быть более 5 с. Затем конус плавно поднимают в вертикальном положении. Диаметр расплыва цементного теста измеряют во взаимно перпендикулярных направлениях. Среднее значение из результатов двух измерений принимают за растекаемость. Растекаемость нормальных растворов должна быть не менее 180 мм и не более 200 мм.

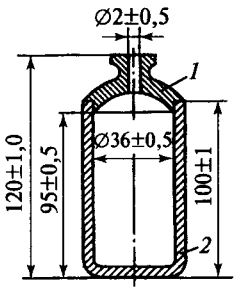


Рис. 10.2. Пикнометр:
1 — пробка; *2* — стакан

Плотность определяют с помощью лабораторных весов общего назначения и пикнометра объемом $100 \pm 0{,}5$ см^3 (рис. 10.2).

Вначале определяют массу чистого сухого пикнометра с погрешностью до 1 г. По окончании перемешивания цементного теста заполняют им пикнометр и закрывают его крышкой, при этом цементное тесто должно заполнить канал в крышке пикнометра. Избыток теста, выступивший из отверстия в крышке, удаляют влажной тканью. Определяют массу пикнометра, заполненного цементным тестом, с погрешностью до 1 г. Плотность цементного теста $\rho_{ц.р}$ (г/см^3) вычисляют с округлением до 0,01 г/см^3 по формуле

$$\rho_{ц.р} = (m_2 - m_1)/V, \qquad (10.1)$$

где m_2 и m_1 — масса пустого пикнометра и заполненного цементным тестом, г; V — объем пикнометра, см^3.

Водоотделение характеризует седиментационную устойчивость цементного раствора. Данный параметр определяют с помощью цилиндра объемом 250 см^3. Цементный раствор заливают в мерный цилиндр до отметки 250 см^3 и оставляют в покое на 3 ч при температуре 20 ± 3 °С. Через 3 ч определяют объем отделившейся воды, находящейся в верхней части цилиндра.

Коэффициент водоотделения (%) рассчитывают по формуле

$$K_в = \frac{V_1 - V_2}{V_1} 100, \qquad (10.2)$$

где V_1 и V_2 — первоначальный объем и объем осевшего в нижнюю часть цилиндра цементного раствора, см^3.

Считается, что раствор обладает достаточной седиментационной устойчивостью, если $K_в \le 2{,}5$ %.

Сроки схватывания определяют прибором Вика (рис. 10.3), состоящим из круглого металлического стержня *4*, свободно перемещающегося в вертикальной обойме *5* станины *1*. Для закрепления стержня на необходимой высоте служит зажим *2*. В нижнюю часть стержня *4* ввинчивают стальную иглу *6* диаметром 1,1 мм и длиной 50 мм. На кронштейне станины укреплена шкала *3*. В комплект прибора входит кольцо *7* с подставкой *8*.

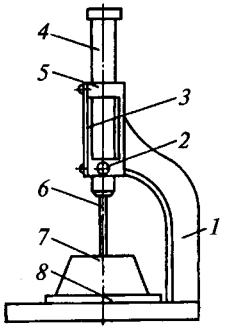


Рис. 10.3. Прибор Вика

Перед началом испытаний проверяют свободное перемещение стержня *4*, а также нулевое показание, чистоту поверхности и отсутствие искривления иглы. Кольцо прибора Вика и подставку к нему предварительно смазывают машинным маслом любой марки и устанавливают кольцо на подставку. Цементное тесто заливают в кольцо прибора до края и выравнивают поверхность теста. Иглу прибора *6* доводят до края и выравнивают поверхность теста, затем доводят ее до соприкосновения с поверхностью цементного теста.

В этом положении стержень закрепляют стопором, потом освобождают его, давая игле погружаться в тесто. Первое измерение глубины погружения иглы проводят не позднее чем через 1 ч 30 мин после затворения, последующие — через 1 ч 45 мин; 2 ч 15 мин, а в дальнейшем — не реже чем через каждый час. Началом схватывания цементного раствора считают время, прошедшее от начала затворения до момента, когда игла не доходит до подставки на 1—2 мм, концом схватывания — время от начала затворения до момента, когда игла погружается в тесто на глубину от 1 до 3 мм.

Затвердевший цементный камень должен удовлетворять ряду требований:

- ✓ обладать достаточной механической прочностью;
- ✓ быть непроницаемым для промывочных жидкостей, пластовых вод и газа;
- ✓ быть стойким к коррозионному действию пластовых вод;
- ✓ обладать температурной стойкостью;
- ✓ сохранять объем при твердении и упрочнении.

Механическая прочность цементного камня проверяется на изгиб и сжатие. Испытание проводят на образцах-балочках с размерами $20 \times 20 \times 100$ мм, изготовленных с помощью форм. Цементное тесто для изготовления образцов приготовляют вручную, для чего 1600 г цемента и 800 г воды перемешивают в течение 3 мин. Тесто заливают в формы и хранят в ванне с водой в течение 48 ч при температуре 22 ± 2 °С, затем их испытывают на приборе МИК-100.

Предел прочности (МПа) при изгибе рассчитывается для каждого образца-балочки по формуле

$$\sigma_в = 0{,}015P, \qquad (10.3)$$

где P — предельная разрушающая нагрузка, Н.

Полученные четыре половинки балочек после испытания на изгиб испытывают на сжатие с помощью пресса. Для равномерной передачи нагрузки на балочки применяют металлические пластины с размерами 20×25 мм. Предел прочности на сжатие (МПа) определяют по формуле

$$\sigma_{сж} = 0{,}002P. \tag{10.4}$$

Предел прочности на сжатие цементного камня находят как среднее значение из трех испытаний образцов.

Пластическая прочность характеризует прочность структуры тампонажной смеси при вязкопластичном ее разрушении. Для определения этого параметра применяют прибор ВИКа, у которого вместо иглы используются конические наконечники, изготовленные из стали, алюминия, органического стекла и текстолита с углом при вершине конуса 30, 45, 60 и 90°. В процессе проведения исследований используют конусы, изготовленные из различных материалов с различными углами при вершине конуса так, чтобы глубина погружения конуса (h) в поверхность тампонажной смеси составляла

$$\frac{1}{4}H < h < \frac{2}{3}H, \tag{10.5}$$

где H — высота конуса, мм.

После заполнения кольца тампонажной смесью ее поверхность тщательно выравнивают. Подвижную систему прибора с конусом приводят в соприкосновение с поверхностью тампонажной смеси и отпускают с помощью фиксатора, проверяя глубину погружения конуса по условию (10.5).

После выбора конуса проводят исследование изменения во времени значений величины погружения конуса в поверхность тампонажной смеси, для чего периодически через 2 мин отпускают фиксатор прибора и определяют глубину погружения конуса в каждом новом месте поверхности тампонажной смеси.

Величину пластической прочности (Па) определяют по формуле

$$P_m = K_\alpha \frac{G}{h^2}, \tag{10.6}$$

где G — вес подвижной системы, Н; h — глубина погружения конуса, м; K_α — коэффициент, учитывающий конструктивные параметры конуса,

$$K_\alpha = \frac{1}{\pi}\cos^2\frac{\alpha}{2}\operatorname{ctg}\frac{\alpha}{2}, \tag{10.7}$$

где α — угол при вершине конуса, град.

Поскольку в тампонажной смеси происходит структурообразование, то глубина погружения конуса должна уменьшаться. Измерение проводят до получения трех одинаковых значений глубины погружения, что свидетельствует об образовании вязкопластической структуры

тампонажной смеси, способной сопротивляться внедрению подвижной системы прибора. Величину пластической прочности, найденной по формуле (10.6) и соответствующей ее одинаковому значению в течение трех измерений, называют предельной пластичностью ($P_{m\,пр}$). При достижении этого значения структура тампонажной смеси набирает прочность, и все работы, связанные с перемешиванием или закачиванием ее в скважину, необходимо прекратить. Время от начала затворения тампонажной смеси до получения значения предельной пластической прочности называют временем стабилизации структуры тампонажной смеси ($T_{стаб}$). Оно должно учитываться при проектировании технологии тампонирования скважины: время тампонирования необходимо находить из условия:

$$T_{тамп} \le T_{стаб}. \tag{10.8}$$

Для конкретного промывочного насоса и размера бурильных труб, по которым закачивают тампонажную смесь в скважину, можно определить следующие параметры:

— усилие, развиваемое насосом при прокачивании тампонажной смеси по бурильным трубам, Н:

$$F_H = P_{max}\frac{\pi d^2}{4}; \tag{10.9}$$

— усилие, которое необходимо создать для преодоления сцепления тампонажной смеси с внутренней поверхностью бурильных труб, Н:

$$F_б = \theta\pi dL, \tag{10.10}$$

где P_{max} — максимальное давление насоса, Па; d — внутренний диаметр бурильных труб, м; θ — статическое напряжение сдвига тампонажной смеси, Па; L — длина бурильных труб, м.

Приравняв (10.9) и (10.10), получим величину критического значения статического напряжения сдвига, Па:

$$\Theta_{кр} = \frac{P_{max}d}{4L}. \tag{10.11}$$

Величина $\Theta_{кр}$ не должна превышать $P_{m\,пр}$ для того, чтобы обеспечить закачивание тампонажной смеси в скважину до наступления ее структурирования. Поэтому для конкретных условий тампонирования, оцениваемых параметрами P_{max}, d, L, можно определить предельное значение пластической прочности, применяемой тампонажной смеси из условия, Па:

$$P_{m\,пр} \le \frac{P_{max}d}{4L}. \tag{10.12}$$

При этом время на проведение тампонажных работ необходимо найти из условия (10.8). Оно не должно превышать время стабилизации выбранной тампонажной смеси.

10.6. Причины и методы предупреждения поглощений

Поглощение промывочной жидкости в скважине является наиболее распространенным осложнением в процессе бурения скважин. *Поглощением* называют гидродинамическое взаимодействие в системе «скважина — пласт», сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного растворов из скважины в пласт с интенсивностью, осложняющей дальнейшую проводку скважины. Основные причины поглощения промывочной жидкости заключаются в превышении давления в скважине над пластовым давлением вследствие излишней плотности бурового или тампонажного раствора и больших потерь напора в кольцевом пространстве при бурении или цементировании колонн в высокопроницаемых коллекторах большой емкости силы в интервалах образования трещин гидравлического разрыва пластов.

Главным признаком поглощения промывочный жидкости является то, что расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, и уровень жидкости в приемных емкостях насосов уменьшается. Но этот прямой признак часто может затушевываться, если в скважине наряду с поглощением есть и его проявления. При разбуривании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости, ухудшение выноса шлама, его локальные скопления в стволе скважины с последующим заклиниванием или зависанием инструмента.

Поглощения промывочной жидкости связаны с ее фильтрацией в окружающие породы, в результате чего нарушается режим промывки и затрудняется бурение.

Причинами поглощения промывочной жидкости могут быть как геологические, технологические, так и горно-технические и организационные.

Геологические причины связаны с наличием пор, трещин и каверн в горных породах, которые формируют каналы фильтрации промывочной жидкости. В зависимости от их размеров меняется интенсивность поглощения. Раскрытие трещин колеблется от 1 до 100 мм и более. Раскрытие трещин определяет выбор закупоривающих средств, параметров тампонажных смесей и способ ликвидации поглощения. Каверны встречаются в породах, склонных к растворению в воде (карбонатные, сульфатные породы, отложения солей). Трещиноватость и закарстованность пород снижаются с увеличением глубины скважины и горного давления. Для определения размеров трещин и каверн, а также интенсивности поглощения необходимо проводить специальные исследования в скважине (каверно- и расходометрию). Ниже приведена классификация горных пород по трещиноватости, закарстованности и степени водопроницаемости.

Данная классификация позволяет использовать гидрогеологические данные того или иного района работ для прогнозирования возможных поглощений промывочных жидкостей при бурении скважин, что может быть основой для выбора метода предупреждения и ликвидации поглощения.

Горные породы	Коэффициент фильтрации, м/сут	Удельное водопоглощение, м³/ч
Практически монолитные	0,01	0,0003
Весьма слабопроницаемые, слаботрещиноватые и слабозакарстованные	0,01—0,1	0,0003—0,003
Слабоводопроницаемые, слаботрещиноватые и слабозакарстованные	0,1—10	0,003—0,3
Водопроницаемые, трещиноватые и закарстованные	10—30	0,3—0,9
Сильноводопроницаемые, сильнотрещиноватые, сильнозакарстованные	30—100	0,9—0,3
Весьма сильноводопроницаемые, весьма сильнотрещиноватые, весьма сильнозакарстованные	100	3,0

Интенсивность поглощения промывочной жидкости зависит от следующих технологических факторов:

- ✓ выбора конструкции скважины;
- ✓ способа промывки;
- ✓ параметров промывочной жидкости (плотности, вязкости);
- ✓ скорости потока по стволу скважины и частоты вращения бурового снаряда;
- ✓ изменения перепада давления на поглощающий пласт.

Столь же опасен резкий запуск буровых насосов, так как при этом кратковременное действие давления может кратно превышать потери напора в кольцевом канале и привести даже к гидроразрыву пласта. Необходимо предупреждать сальникообразование, ограничивать скорость спуска колонны, плавно запускать буровые насосы, перед запуском разрушать структуру раствора путем расхаживания и проворачивания инструмента при низкой скорости.

Исследования проницаемости пластов проводят для установления следующих параметров и характеристик:

- ✓ границы (мощности) зоны поглощения;
- ✓ пластового давления;
- ✓ интенсивности давления;
- ✓ интенсивности поглощения;
- ✓ взаимодействия пластов, направления внутри скважинных перетоков;
- ✓ типа коллектора, размеров и форм каналов;
- ✓ местоположения и размеров сужений и каверн в скважине;
- ✓ возможности других осложнений (обвалов, проявлений);
- ✓ прочности и давления гидроразрыва пород;
- ✓ подготовленности ствола скважины к переходу на промывку другим раствором и цементированию колонны.

По результатам исследований разрабатывают мероприятия по ликвидации поглощений промывочной жидкости (выбор метода, техники и технологии).

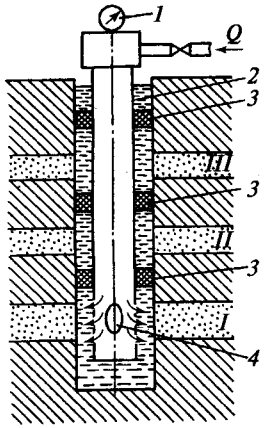


Рис. 10.4. Схема поинтервальной опрессовки ствола скважины:

1 — манометр; *2* — эксплуатационная колонна; *3* — пакер; *4* — глубинный манометр. *I*, *II*, *III* — пласты

Все методы исследований подразделяют:

— на *метод наблюдений* за характером изменений механической скорости и поведения бурильной колонны и т. д.;

— *геофизические методы* (кавернометрия, радиоактивный, акустический каротаж, термометрия и др.);

— *гидродинамический метод*, основанный на измерении расхода раствора, перепада давления в системе «скважина — пласт» при доливе, нагнетании раствора в скважину (пласт) или отборе его из пласта.

Для оценки подготовленности скважины к переходу на глинистый раствор или к цементированию колонны производят опрессовку ствола или отдельных интервалов нагнетанием жидкости (воды, глинистого или тампонажного раствора) до контрольного давления. Схема поинтервальной опрессовки скважины приведена на рис. 10.4.

Метод предупреждения поглощений, основанный на уменьшении гидростатического давления столба жидкости в скважине, предусматривает перебуривание горизонтов с высокой проницаемостью при условии равенства давлений поглощения и гидростатического. В случае вскрытия поглощающего интервала горных пород происходит понижение уровня жидкости в скважине. В этом случае давление поглощения составит, Па:

$$P_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}} g (H - h_{\text{ст}}), \qquad (10.13)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность промывочной жидкости, кг/м^3; H — глубина залегания кровли поглощающего интервала, м; $h_{\text{ст}}$ — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в скважине — статический уровень, м.

Условием недопущения поглощения будет

$$P_{\text{см}} \le P_{\text{п}}, \qquad (10.14)$$

где $P_{\text{см}}$ — статическое давление столба газожидкостной смеси, заполняющей скважину.

Статическое давление смеси на глубине H можно определить по формуле (6.46), а рассчитав по формуле (10.13) значение давления поглощения, получим равенство по условию (10.14) в виде

$$P_0 + \rho_{\text{ж}} g H - \frac{\varphi}{1-\varphi} P_0 \ln \frac{P}{P_0} = \rho_{\text{ж}} g (H - h_{\text{ст}}). \qquad (10.15)$$

Решение уравнения (10.15) относительно φ позволит найти формулу для определения величины газосодержания газожидкостной смеси для устранения поглощения промывочной жидкости плотностью $\rho_{\text{ж}}$, находящейся в скважине со статическим уровнем $h_{\text{ст}}$ и давлением $P_{\text{п}}$ на уровне кровли поглощающего горизонта в виде

$$\varphi = \frac{P_0 + \rho_{\text{ж}} g h_{\text{ст}}}{\rho_{\text{ж}} g h_{\text{ст}} + P_0 \left(1 + \ln \dfrac{P_{\text{п}}}{P_0}\right)}. \qquad (10.16)$$

Используя формулу (6.55) и формулу (10.13), запишем условие (10.14):

$$P_0 + \rho_{\text{см. ср}} g H = \rho_{\text{ж}} g (H - h_{\text{ст}}).$$

Решив это уравнение, можно определить зависимость средней плотности ГЖС (кг/м^3), находящейся в скважине, в зависимости от основных оперативно определяемых параметров $\rho_{\text{ж}}$, $h_{\text{ст}}$ и H в виде

$$\rho_{\text{см. ср}} = \rho_{\text{ж}} \left(1 - \frac{h_{\text{ст}}}{H}\right) - \frac{P_0}{gH}. \qquad (10.17)$$

Для получения ГЖС, обеспечивающей бурение скважины без поглощения промывочный жидкости, необходимую степень аэрации промывочной жидкости α нужно определять по формуле (6.50) в зависимости от газосодержания φ по формуле (10.16).

ГЖС должна быть подготовлена на поверхности из промывочной жидкости, используемой для бурения до встречи кровли поглощающего горизонта, путем добавления в нее 0,5—1,5 % ПАВ-пенообразователя и дальнейшего насыщения сжатым воздухом с помощью компрессора, имеющего объемный расход воздуха в соответствии с формулой (6.54).

10.7. Способы тампонирования с целью устранения поглощений

Ликвидацию поглощений промывочных жидкостей осуществляют разными методами. Выбор способа ликвидации поглощения зависит от размеров каналов ухода промывочной жидкости и интенсивности поглощения.

Данные о характеристиках поглощающего горизонта (глубине его залегания, мощности, интенсивности поглощения) можно получить на основании гидродинамических исследований методом налива воды или с помощью расходометрии.

В зависимости от интенсивности поглощения промывочных жидкостей подразделяют на слабые (до 0,3 м^3/ч), средние (0,3—0,9 м^3/ч), полные (0,9—3 м^3/ч) и катастрофические (> 3 м^3/ч).

В пористых и слаботрещиноватых породах при небольшой интенсивности поглощения (до 0,3 м^3/ч) для ее ликвидации достаточно повысить реологические свойства раствора: вязкость, статическое напряжение сдвига.

При поглощении средней интенсивности в промывочную жидкость добавляют наполнители в виде асбеста, опилок, кожи-гороха, резиновой крошки с целью закупорки трещин.

Причиной потери промывочной жидкости является превышение давления жидкости в стволе скважины над пластовым. Сбалансированности давления в скважине можно достичь за счет уменьшения плотности промывочной жидкости путем ее аэрации или применения аэрированных растворов. Использование пен, сжатого воздуха также способствует ликвидации поглощений.

Для ликвидации поглощений широко используют тампонажные смеси на основе цемента, глиноцементные нетвердеющие смеси, быстросхватывающиеся смеси (БСС) с добавками ускорителей схватывания, битумы, синтетические смолы. Эти смеси в зависимости от их состава обладают различными сроками схватывания. Их используют для ликвидации поглощений различной интенсивности.

Технология ликвидации поглощений весьма разнообразна. Тампонажные смеси с продолжительными сроками схватывания закачивают в зону с помощью насоса свободно через колонну бурильных труб или под давлением с установкой пакера над поглощающим горизонтом.

Для осуществления надежного тампонирования интервала поглощения целесообразно использовать пакерную закачку тампонажной смеси в проницаемые горные породы (рис. 10.5).

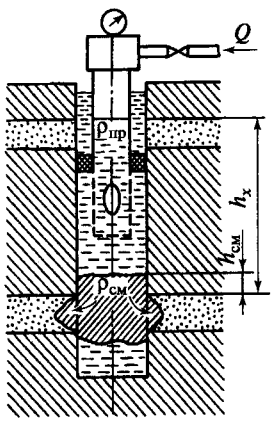


Рис. 10.5. Схема пакерной закачки тампонажной смеси

Пакер (рис. 10.5) не извлекают на поверхность до набора необходимой прочности смеси. Процесс твердения смеси происходит при условии равновесия системы «пласт — скважина», которое достигают закачиванием в скважину расчетного объема продавочной жидкости. Условие равновесия в скважине следующее:

$$g\rho_т h_т + g\rho_{пр} h_х = P_п, \qquad (10.18)$$

где $\rho_т$ и $\rho_{пр}$ — плотность соответственно тампонирующей смеси и продавочной жидкости; $h_т = 20—30$ м — превышение уровня тампонажной смеси над кровлей зоны поглощения; $h_х$ — высота столба продавочной жидкости над тампонажной смесью.

Из уравнения (10.18) можно определить требуемую плотность продавочной жидкости:

$$\rho_{пр} = (P_п - g\rho_т h_т)/g h_х, \qquad (10.19)$$

где $P_п$ — давление поглощения.

Перед выполнением тампонажных работ в скважине проводят расходометрические исследования поглощающего интервала с целью определения глубины его залегания, мощности и оценки проницаемости.

По данным исследований, выбирают состав и количество тампонажной смеси, технологическую схему выполнения тампонажных работ.

Критерием выбора этих параметров является коэффициент поглощающей способности:

$$K_т = Q/\sqrt{h_с - h_д}, \qquad (10.20)$$

где Q — раход жидкости при исследовании или бурении скважины, м^3/ч; $h_с$ и $h_д$ — соответственно статический и динамический уровни жидкости в скважине, м.

Этот коэффициент, широко используемый в практике тампонажных работ для оценки проницаемости поглощающих горизонтов, лег в основу классификации зон поглощений, предложенную В. Г. Ясовым и А. А. Волокитенковым.

Категория зон поглощения	I	II	III	IV	V	VI
Вид поглощения	Частичное	Полное	Интенсивное		Катастрофическое	
Коэффициент $K_т$	<0,6	0,6—2,0	2,0—4,0	4,0—10,0	10,0—15,0	>15,0

Схемы выполнения тампонажных работ для ликвидации поглощений различной интенсивности приведены на рис. 10.6.

Схема «*а*» рис. 10.6 рекомендована для ликвидации поглощений, относящихся к I—III категориям по величине $K_т$. По этой схеме тампонажную смесь закачивают в скважину через колонну бурильных труб, нижний конец которой устанавливают на 3—2,5 м выше кровли зоны поглощения: чем выше интенсивность поглощения, тем меньше должно быть это расстояние. При водопроявлениях нижний конец бурильных труб спускают до подошвы проницаемой зоны.

Тампонирование по схеме «*б*» (см. рис. 10.6) проводят при частичных поглощениях и слабых водопроявлениях. Закачка тампонажной смеси под избыточным давлением обеспечивает ее надежное проникновение во все трещины проницаемой зоны. Эту схему рекомендуют использовать для зон поглощений, залегающих на глубине 150—200 м, так как при прохождении тампонажной смеси по стволу происходит загрязнение скважины смесью.

При более глубоком залегании поглощающего интервала используют схему «*в*» (см. рис. 10.6). В этом случае устье скважины герметизируют и тампонажный раствор закачивают в скважину через колонну бурильных труб, опущенных до кровли поглощающего горизонта. При закачке тампонажный раствор поднимает промывочную жидкость под герметизатор, создавая гидравлический затвор. Эта схема тампонирования уменьшает загрязнение ствола скважины и снижает расход тампонажного и бурового растворов. Данную схему рекомендуют применять при глубине залегания поглощающего горизонта 200—400 м и при статическом уровне до 50 м.

В схеме «*г*» (см. рис. 10.6) ствол скважины перекрывают пакером, который устанавливают выше поглощающего горизонта, и тампонажную смесь закачивают по колонне бурильных труб под давлением. В данном случае достигается минимальное загрязнение ствола сква-

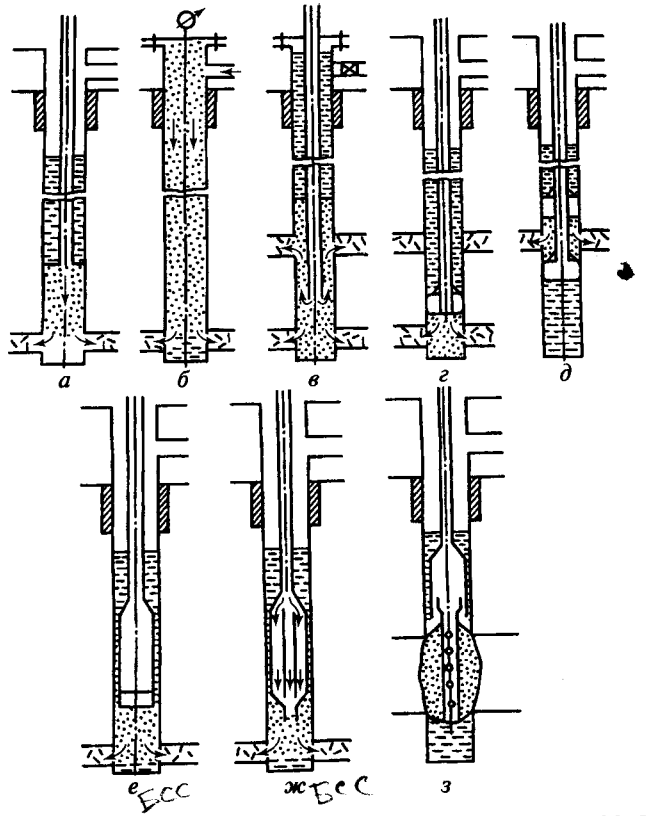


Рис. 10.6. Схемы тампонирования поглощающих горизонтов (по Л. М. Ивачеву)

жины и более эффективная изоляция поглощающего горизонта, а также обеспечивается надежный контроль процесса закачивания тампонажной смеси. Эту схему рекомендуют применять при глубине залегания поглощающего горизонта более 200 м в зонах I, II, реже III категории.

Тампонирование по схеме «*д*» (см. рис. 10.6) производят в случае возникновения поглощения намного выше забоя при гидроразрыве пород или некачественно выполненной ранее изоляции поглощения промывочной жидкости. В скважине устанавливают двойное пакерующее устройство, и смесь закачивают под давлением в зону поглощения.

Схему «*е*» (см. рис. 10.6) применяют для изоляции высокоэффективных поглощений ($K_т = 4$), которые относят к III—IV, реже — V категории. При частичном и полном поглощении БСС спускают в скважину в колонковой трубе. Вследствие выдавливания насосом и за счет некоторого избыточного давления смесь заполняет трещины

таким образом, что начинает схватываться сразу после выдавливания из колонковой трубы. После твердения смеси скважину разбуривают.

Схему «*ж*» (см. рис. 10.6) применяют для изоляции зон поглощений, относящихся к III—IV категориям. Тампонажная смесь доставляется в скважину в специальном тампонажном снаряде с раздельным расположением вяжущего вещества и отвердителя. Смесь выдавливается и готовится непосредственно в проницаемой зоне. БСС имеет короткие сроки схватывания, заполнение ею трещин происходит за счет избыточного давления, создаваемого в момент выдавливания смеси и гидростатического давления.

Схему «*з*» (см. рис. 10.6) применяют для перекрытия каверн, размеры которых превышают три диаметра скважины. Перекрывающее устройство изготовлено из эластичного материала, который при заполнении тампонажной смесью приобретает конфигурацию каверны и обеспечивает надежное ее перекрытие. После схватывания смеси скважину разбуривают.

Для оперативного тампонирования скважин используют быстросхватывающиеся смеси, которые доставляются в интервал поглощения с помощью снарядов с раздельным размещением ускорителя схватывания и вяжущего материала.

Известен метод «сухого» тампонирования, включающий технологический комплекс в виде технологических средств, сухих быстросхватывающихся смесей (СБСС), способа доставки и переработки их в тампонажный раствор в скважине. Разработаны разнообразные составы СБСС, которые с помощью специального вибрирующего устройства упаковывают в полиэтиленовые цилиндрические пакеты, свободно помещающиеся в колонковую трубу для их доставки в скважину.

В состав СБСС входят следующие компоненты: глиноземистый цемент, гипс, активные добавки в виде трепела, диатомита или синтетического кремнегеля. Разработана полимерная тампонажная смесь ТСП-1.

ВИТР совместно с институтами «Гипроцемент» и «Южгипроцемент» создали тампонажные смеси талцем и таюгцем. Первая смесь предназначена для изоляции поглощающих пластов и закрепления отдельных интервалов разрушенных пород. В ее состав входят портландцемент, глиноземистый шлак и неочищенный коагулянт. Вторая смесь служит для крепления сильнотрещиноватых пород и ликвидации поглощений и имеет следующий состав: портландцементный клинкер, гипсовый камень и полимерную добавку. Начало схватывания у всех СБСС — не более 10 мин. Время начала бурения от момента переработки СБСС в скважине 1,5—4 ч. Прочность на одноосное сжатие через 1 ч составляет 2 МПа.

Доставку и переработку сухих БСС в скважине осуществляют следующим методом. Пакетированные СБСС доставляют к месту твердения в колонковых трубах или специальных контейнерах, из которых пакеты с СБСС выдавливают промывочной жидкостью. Буровой инструмент извлекают, и в скважину опускают специальное устройство (рис. 10.7). Снаряд для переработки СБСС состоит из шарошеч-

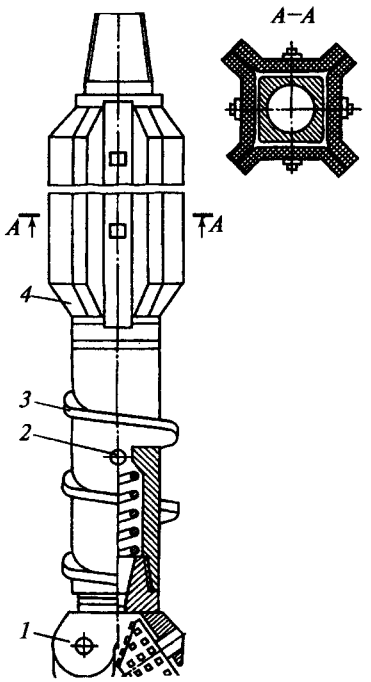


Рис. 10.7. Снаряд для переработки сухих быстросхватывающихся смесей

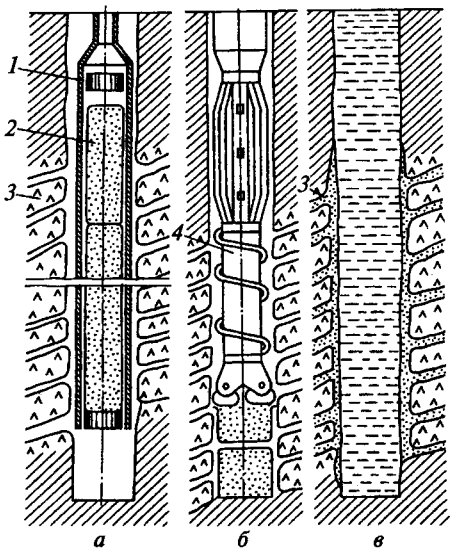


Рис. 10.8. Схема тампонирования скважин: *а* — доставка СБСС в скважину; *б* — процесс тампонирования; *в* — затампонированный участок. *1* — контейнер доставки СБСС; *3* — поглощающие участки скважин; *4* — снаряд для переработки СБСС

ного долота *1*, обратного клапана *2*, отражателя *3* в виде левого шнека и затирочного элемента *4*, выполненного в виде переходника с эластичными лопастями.

При разбуривании сухую БСС в скважине смешивают с водой до образования водного раствора или пасты. Наличие в устройстве левого шнека обеспечивает нагнетание тампонажного раствора в стенки скважины. Затирочный элемент «загоняет» тампонажный раствор в трещины и калибрует ствол скважины. Интервал одноразового крепления не превышает 3—5 м. Затраты времени на одно крепление составляют 1,5—2 ст. • ч.

Порционный метод сухого тампонирования наиболее эффективен в скважинах глубиной до 300—500 м и для изоляции зон поглощений промывочной жидкости незначительной мощности. Для изоляции более мощных зон требуется многоразовая доставка СБСС в скважину (при зоне более 15 м — до 2—3 раз), что снижает надежность тампонирования и его производительность. Схема тампонирования скважин с использованием снаряда для сухого тампонирования приведена на рис. 10.8.

10.8. Ликвидация каверн, пустот и крупных трещин в скважинах

В практике геологоразведочного бурения не редки случаи пересечения скважиной крупных естественных полостей в горных породах (карстов и трещин), а также случаи образования каверн при нарушении технологических режимов бурения. С целью предупреждения серьезных осложнений и аварий в скважине необходимо оперативно восстанавливать целостность ее ствола. При этом важнейшими факторами, способствующими успешному тампонированию пустот, являются полное вытеснение промывочной жидкости из изолируемой полости и надежный контакт цементного камня с горной породой.

На рис. 10.9 представлена схема тампонажного устройства, позволяющего оперативно проводить изоляционные работы в интервалах повышенной разработки ствола скважины с применением гранулированной БСС.

Гранулы БСС, соединяясь со скважинной водой, распадаются с одновременной гидратацией вяжущего материала, образуя в полости каверны вязкопластичную тампонажную суспензию. Вращением устройства и перемещением вниз по скважине воздействуют его нижней частью на тампонажный материал, задавливая БСС в околоскважинное пространство. При достижении устройством забоя скважины снимают осевую нагрузку, передаваемую буровым станком, продолжая его холостое вращение на уровне тампонируемой полости. По окончании схватывания БСС и образования в каверне тампонажного камня устройство извлекается из скважины, после чего возобновляют процесс ее бурения.

Таким образом, устройство обеспечивает оперативность и качество ликвидации пустот, что положительно отражается на процессе бурения скважины в целом.

Беструбное крепление осложненных интервалов скважин. В практике ведения буровых работ в сложных горно-геологических условиях возникают ситуации, когда используемые технологические и технические средства не обеспечивают сохранности ствола скважины в интервалах пересечения ею потенциально неустойчивых пород, в которых деформационные процессы приобретают необратимый характер. Большой расход обсадных труб для перекрытия неустойчивых интервалов, необходимость применения после обсадки скважины бурового инструмента меньшего диаметра или расширения всего ствола скважины при предельно малом ее диаметре приводят к значительному удорожанию бурения скважины и снижению производительности буровых работ.

Методика беструбного крепления неустойчивых горных пород позволяет создавать в осложненном интервале скважины защитную оболочку (крепь) из быстротвердеющих вяжущих материалов необходимой толщины без уменьшения диаметра скважины.

Применительно к неустойчивым горным породам разработаны следующие технологические схемы их закрепления.

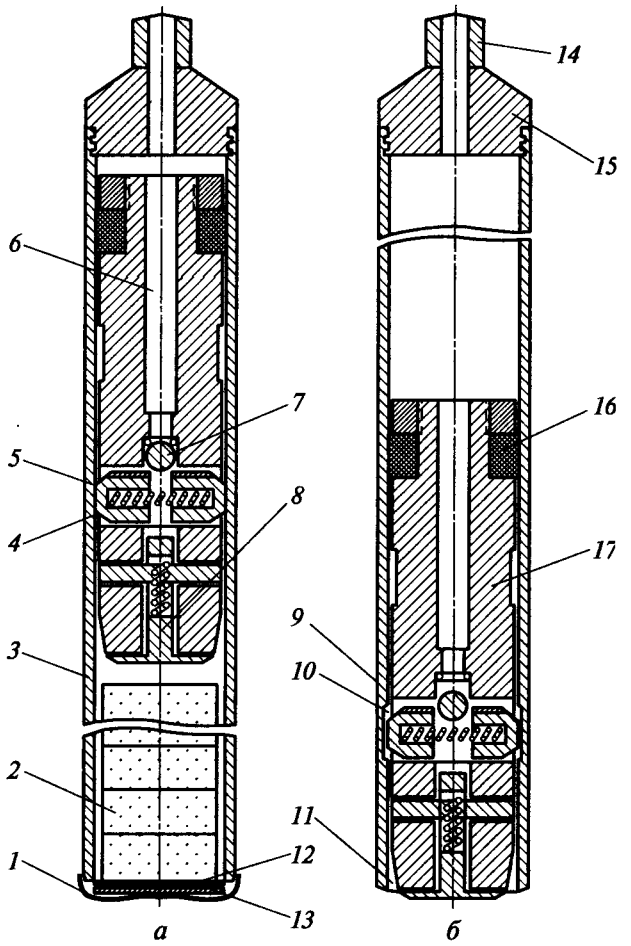


Рис. 10.9. Устройство для ликвидации пустот в скважинах в транспортном (*а*) и рабочем (*б*) положениях:

1 — пружинная скоба; *2* — таблетированная тампонажная смесь; *3* — контейнер; *4* — подпружиненные пальцы; *5* — пружина; *6* — осевой канал; *7* — верхний клапан; *8* — нижний клапан; *9* — секция; *10* — кольцевая канавка; *11* — цилиндрическая проточка; *12* — уплотнительное кольцо; *13* — запирающая круглая пластина; *14* — колонна бурильных труб; *15* — переходник; *16* — уплотнительная манжета; *17* — поршень

К первой группе относят породы осадочного комплекса, обладающие достаточной начальной прочностью при вскрытии скважиной, но интенсивно изменяющие свои физико-механические свойства при взаимодействии с водными фильтратами буровых растворов. Основной вид осложнений в этих породах — сужение ствола скважины с последующим кавернообразованием. Для предотвращения осложнений

в этих породах необходимо оперативно осуществлять их изоляцию от воздействия фильтрата очистного агента.

В технологическую схему крепления этих пород входят расширение ствола скважины на всю мощность осложненного интервала, доставка и переработка быстросхватывающейся смеси в стволе скважины, формирование крепи в расширенном участке ствола скважины.

Ко второй группе относят трещиноватые кристаллические и осадочные горные породы, монолитность которых нарушена тектоническими, термо- и гидродинамическими процессами, имеющими место при формировании геологических структур разведуемого месторождения полезных ископаемых. Временная устойчивость пород этой группы на контуре скважины обеспечивается сцементированностью трещин различными эпигенетическими наполнителями или льдом. Нарушение же целостности ствола происходит вследствие температурного, гидродинамического и химического воздействий очистного агента на материал, заполняющий трещины, а также его механического разрушения буровым снарядом при дальнейшей углубке скважины.

Как правило, после вскрытия скважиной эти породы могут довольно продолжительное время оставаться в устойчивом состоянии. Осложнения в таких интервалах возникают на значительном удалении от забоя и проявляются в виде породных вывалов в ствол скважины.

Технологическая схема их крепления предусматривает установку искусственного забоя в скважине ниже «подошвы» осложненного интервала, расширение ствола в этом интервале на необходимую величину, заполнение расширенного участка тампонажным материалом, формирование крепи в околоствольном пространстве.

Третья группа включает в себя породы, в которых могут образовываться кавернозные полости, карстовые пустоты и трещины значительной раскрытости; при пересечении скважиной такие породы обрушаются под действием собственного веса в виде отдельных крупных кусков. Этот процесс обусловлен как нарушением природного равновесия в некоторой области «кровли» указанных полостей, непосредственно примыкающей к стволу скважины, так и технологическими факторами, связанными с дальнейшим бурением.

Технологическая схема закрепления таких интервалов достаточно проста и заключается в заполнении определенного объема околоскважинного пространства быстросхватывающейся смесью (БСС) с последующим восстановлением заданного диаметра скважины.

Наибольшие затруднения в практике бурения разведочных скважин вызывает проходка интервалов, приуроченных к зонам дробления горных пород, образующих четвертую группу, к которой относят весь комплекс сильно трещиноватых, обломочных пород с нулевым сцеплением и обрушающихся в ствол скважины практически сразу после вскрытия осложненного интервала. Постоянное осыпание породы со стенок скважины после извлечения бурового инструмента образует в ней завалы, препятствующие доставке в зону осложнения

технических средств и материалов для возведения в ней защитной крепи.

В технологической схеме крепления таких зон предусмотрено проведение следующих операций:

— нагнетание в пустоты разрушенной породы высокопластичных БСС, цементирующих дезинтегрированный материал как в стволе скважины, так и в околоствольном пространстве;

— разбуривание сцементированного завала и восстановление ствола скважины;

— нанесение на стенки скважины защитной оболочки из высокопрочного тампонажного материала.

В числе геологических осложнений чаще всего встречаются случаи, когда на некоторой глубине начинается поглощение очистного агента, при этом стенки скважины остаются устойчивыми. Лишь при значительном удалении от зоны поглощения наблюдаются прихваты снаряда выше колонковой трубы. Такой вид осложнения характерен для слоистых осадочных, скальных и полускальных, а также метаморфических горных пород с открытой трещиноватостью. Нарушение природного равновесия вызывается не столько изменением их напряженно-деформированного состояния после вскрытия скважиной, сколько механическим разрушением вращающейся колонной бурильных труб, а также гидродинамическим воздействием очистного агента, сопровождающимся «расклинивающим» эффектом при его фильтрации в трещины.

В связи с этим необходимым и достаточным условием для закрепления этих пород является кольматация трещин в зоне, непосредственно прилегающей к стволу скважины, и омоноличивание тем самым трещиноватого массива.

Технологическая схема крепления таких зон включает в себя:

— установку искусственного забоя под поглощающим горизонтом;

— контейнерную или бесконтейнерную доставку БСС в необходимом количестве;

— спуск тампонажного устройства и задавливание БСС в трещины.

При дальнейшей углубке скважины буровой снаряд, работающий в интервале закрепленных пород, необходимо снабжать демпфирующими элементами, например резиновыми амортизаторами.

10.9. Установка разделительных мостов и искусственных забоев в скважинах

Мосты устанавливают для решения следующих задач:

✓ временного или постоянного разобщения нижележащих проницаемых пластов от вышележащих;

✓ устранения опасности излива пластовых жидкостей на поверхность после ликвидации скважины или при временной ее консервации;

✓ создания прочной опоры для колонны труб в период при опробовании перспективных горизонтов;

✓ создания прочной опоры при забуривании бокового ствола;

✓ укрепления неустойчивых, осыпающихся или размываемых потоком промывочной жидкости пород.

Наиболее эффективным является следующий способ создания цементного моста.

В скважине, немного ниже нижней границы участка, в котором требуется создать мост, устанавливают разбуриваемый пакер или манжетную пробку, исключающие возможность оседания вниз столба тампонажного раствора. До нижней границы этого участка спускают колонну труб и тщательно промывают скважину. Если в пределах участка имеются каверны, в состав колонны включают приспособление с боковыми гидромониторными насадками и сильными струями вымывают из каверн загустевшую промывочную жидкость и шлам. Во время промывки во всех случаях целесообразно вращать и расхаживать колонну труб. При наличии каверн расхаживать колонну следует на такую длину, чтобы струи, вытекающие из гидромониторных насадок, могли поражать всю поверхность кавернозных интервалов.

После промывки в колонну труб последовательно закачивают первую порцию буферной жидкости, порцию тампонажного раствора более жесткой консистенции, вторую порцию буферной жидкости и порцию продавочной жидкости. Тампонажный раствор отделяют от обеих порций буферной жидкости двумя разделительными пробками. По окончании закачки продавочной жидкости колонну труб приподнимают с небольшой скоростью несколько выше верхней границы будущего моста и тщательно промывают скважину. Затем трубы поднимают на дневную поверхность, а скважину оставляют в покое для твердения тампонажного раствора.

Вытеснение тампонажного раствора продолжают до момента достижения равенства давлений в кольцевом пространстве и в колонне труб у башмака (балансовый принцип). Чтобы облегчить решение задачи об определении момента прекращения цементировочной операции, плотности обеих порций буферной жидкости должны быть одинаковыми, так же как и плотности промывочной и продавочной жидкостей. Объем второй порции буферной жидкости рассчитывают так, чтобы высота столба ее в колонне труб была равна высоте столба первой порции в кольцевом пространстве, а объем порции продавочной жидкости должен быть такой, чтобы в момент окончания закачки ее уровни тампонажного раствора в кольцевом пространстве и в колонне были одинаковыми.

Для уменьшения перемешивания тампонажного раствора с первой порцией буферной жидкости во время приподнимания колонны труб в последнюю следует медленно подкачивать продавочную жидкость.

Тампонажную смесь для создания моста следует выбирать с учетом температуры и давления в заданном интервале скважины. Раствор должен иметь как можно меньшее относительное водосодержание,

короткие сроки загустевания и схватывания, достаточные, однако, для выполнения цементировочной операции; камень должен иметь, возможно, более высокую прочность, быть практически непроницаемым при тех перепадах давлений, которые могут действовать на мост. Желательно, чтобы твердение шло с расширением камня.

На практике часто допускают отклонения от рассмотренной выше технологии: не устанавливают близ нижней границы будущего моста ограничительные приспособления (пакер, манжетную пробку и т. п.), не применяют не только нижнюю, но и верхнюю разделительные пробки, а иногда и буферные жидкости. Это приводит, во-первых, к резкому увеличению перемешивания тампонажного раствора с буферными, а при отсутствии последних — с промывочной и продавочной жидкостями; во-вторых, к сползанию столба тампонажного раствора вниз относительно границ участка, где требуется создать мост; в-третьих, к необходимости кратного увеличения объема тампонажного раствора по сравнению с геометрическим объемом участка скважины. Нередки случаи, когда из-за таких отклонений и неправильного определения потребных объемов тампонажного раствора и других жидкостей, обусловленного указанными отклонениями, операции по установке мостов оказываются безуспешными.

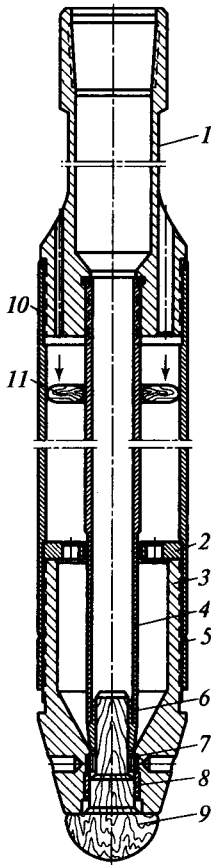


Рис. 10.10. Забойный дозатор-смеситель конструкции ВНИИБТ

После образования цементного камня достаточной прочности в скважину спускают колонну труб с долотом, уточняют положение верхней границы моста, разбуривают слабую верхнюю часть его и проверяют герметичность моста путем уменьшения давления на него сверху либо с помощью пластоиспытателя, спускаемого на колонне труб, либо посредством аэрации и снижения уровня жидкости. Если мост оказался негерметичным, разрушился или сместился вверх при такой проверке, его разбуривают и операцию повторяют заново.

Для установки цементных мостов в нефтегазовых скважинах ВНИИБТ разработан забойный смеситель-дозатор, позволяющий в зоне цементирования смешивать цементный раствор с необходимым количеством ускорителя.

Забойный дозатор-смеситель (рис. 10.10) состоит из специального переводника *1*, трубчатого контейнера *10*, внутренней трубы *4*, эжекционной насадки *6*, смесителя *7* и нижней пробки *9*, которая ввинчивается в корпус с помощью резьбы *5* и имеет уплотнительное кольцо *8*.

Перед спуском приспособления в скважину при помощи эжекционной насадки *2* и регулировочной

гайки *3* задают необходимую скорость истечения ускорителя *11* из контейнера *10*.

По достижении дозатором зоны цементирования в скважину начинают закачивать цементный раствор. В процессе изливания раствора из трубы *4*, после выдавливания пробки *9*, ускоритель эжектируется из контейнера *10*, образуя в интервале перекрытия ствола быстросхватывающуюся смесь, после твердения которой создается цементный мост.

Снаряд (рис. 10.11) представляет собой трубу, в верхней части которой расположено запальное устройство *1* с зарядом ВВ. В нижней части снаряда расположена пробка *4* с резиновыми манжетами и стальными пружинными распорами. Снаряд снабжен резиновым пакером *2* длиной около 1 м. Цилиндр заполняют цементной смесью *3*.

Снаряд опускают в скважину на канате до интервала искривления, затем электрическим током воспламеняют взрывчатое вещество. При сгорании ВВ выделяется большое количество газов, благодаря чему в цилиндре возникает давление до 25,0 МПа. Пакер прилегает к стенкам скважины и прочно удерживает снаряд, не давая цементному раствору, вытесненному из цилиндра, подниматься вверх по стволу. Резиновые манжеты пробки, выдавленной из снаряда, расширяются до диаметра скважины, а стальные захваты удерживают пробку на заданной глубине. В результате снижения давления в снаряде пакер сжимается и устройство извлекают на поверхность.

Количество цементного раствора, заливаемого в снаряд диаметра 2—5, составляет от 20 до 110 кг. После затвердения цементного раствора мост готов.

В США разработан снаряд с резиновым пакером (рис. 10.12) для установки цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах. Снаряд состоит из двух секций: пакерной секции *16* и рабочей секции *8*, соединенных между собой срезающейся шпилькой. В верхней рабочей секции расположен заряд ВВ с детонатором *4* и поршнем *5*. Контейнер секции *8* заполняют цементным раствором, который разделен на два объема подвижным плунжером *9*. Цементный раствор отделен от канала *13*, соединяющего верхнюю и нижнюю секции, диском *11*, который изготовлен из низкопрочного материала. Секция *16* состоит из эластичного пакера *17*, раздвижных распорных рычагов *15* с пластинчатыми пружинами *19*, шарнирно соединенных с корпусом *14*.

Снаряд опускают на кабеле-канате в колонну обсадных труб *6* через нефте- или газоподъемные трубы *2* до зоны установки моста. Межтрубное пространство колонн *6* и *2* перекрывают сальником *1*.

По достижении снарядом зоны перекрытия ствола скважины по кабелю *3* с поверхности подается электрический ток на детонатор *4*, который взрывает заряд ВВ. Образовавшийся от сгорания взрывчатого вещества газ *18* перемещает поршень *5*, который воздействует на цементный раствор *10* и *7* и плунжер *9*. При возрастании давления в контейнере *8* диск *11* разрушается и цементный раствор *10* через канал *13* нагнетается в пакер *17*. После заполнения под давлением цементным раствором пакер перекрывает ствол скважины. Плунжер *9*,

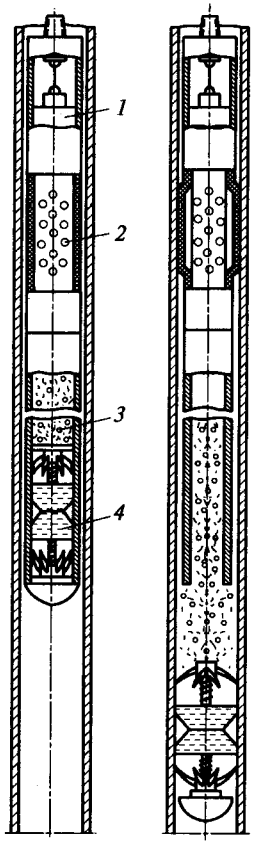


Рис. 10.11. Снаряд для установки разделительных мостов с пакером

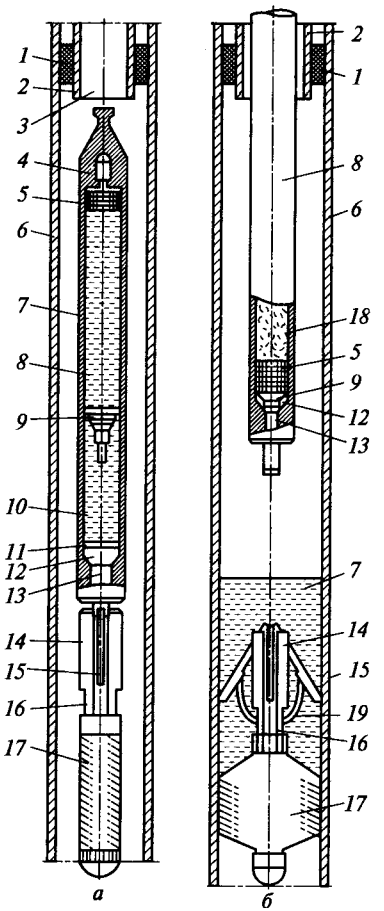


Рис. 10.12. Снаряд с резиновым пакером для нефтяных и газовых скважин: *а* — до срабатывания, *б* — после срабатывания

двигаясь вниз, садится в седло *12* и предотвращает перетекание цементного раствора *7* в пакер *17*.

При дальнейшем движении поршня *5* и возрастании давления в контейнере *8* разрушается срезающаяся шпилька, которая соединяет верхнюю и нижнюю секции, в результате чего секции разъединяются и пружина *19* раздвигает рычаги *15*, которые удерживают пакер на заданной глубине. Излившийся из контейнера цементный раствор образует после затвердевания цементный мост. Мощность моста регулируется длиной контейнера *1*. После перекрытия ствола скважины верхнюю секцию извлекают на поверхность.

10.10. Расчет параметров тампонажных смесей

Расчет параметров тампонажных смесей необходимо проводить на стадии проектирования технологии тампонирования скважин. При этом расчетами определяют количество материалов для приготовления тампонажных смесей, плотность полученной смеси, соотношения между компонентами, входящими в состав тампонажных смесей. Кроме того, в зависимости от условий проведения тампонажных работ значениями части параметров необходимо задаваться исходя из опыта этих работ, имеющегося банка данных по свойствам тампонажных смесей и проектируемой технологии выполнения тампонирования.

При рассмотрении методик расчета параметров тампонажных смесей учитывают их вид, способ приготовления и ввода компонентов, а также условия применения. После выбора вида и состава тампонажной смеси осуществляют расчет параметров потребного количества материалов для ее приготовления.

Первоначально определяют объем тампонажной смеси, необходимый для заполнения ею интервала тампонирования, с учетом его основных характеристик.

Объем тампонажной смеси для тампонирования рассчитывают по формуле

$$V_{т.с} = \pi R_{ср}^2 M + \pi (R_к^2 - R_{ср}^2) Mm, \qquad (10.21)$$

где $R_{ср}$ — средний радиус скважины в интервале тампонирования по данным кавернометрии, м; m — трещинная пустотность пород интервала тампонирования; $R_к$ — радиус контура растекания тампонажной смеси в проницаемом интервале горных пород, м:

$$R_к = \frac{\delta(P_с - P_п)}{2\Theta}. \qquad (10.22)$$

Здесь δ — раскрытие трещин, каналов в интервале тампонирования, м; $P_с$ — величина избыточного давления в скважине — создается или столбом тампонажной смеси, или с помощью пакера и насосного оборудования, Па; $P_п$ — давление поглощения или пластовое давление флюида по формуле (10.13), Па; Θ — статическое напряжение сдвига тампонажной смеси, Па.

Как правило, величиной радиуса контура растекания задаются исходя из надежности тампонирования, когда $R_к = 0{,}5—2{,}5$ м. Мощность интервала тампонирования составляет

$$M = h_0 + 2h_з, \qquad (10.23)$$

где h_0 — мощность интервала осложнений; $h_з$ — высота столба тампонажной смеси выше кровли и ниже подошвы тампонируемого интервала, $h_з = (8—10)$ м.

Трещенную пустотность определяют при нагнетании воды:

$$m = 0{,}17\sqrt{\frac{Q\mu_{п}\ln\frac{R_{в}}{R_{с}}}{h_0}}, \qquad (10.24)$$

где Q — дебит, при котором нагнетается жидкость (вода) в пласт, м^3/с; $\mu_{п}$ — пластическая вязкость воды, $\mu_{п} = 0{,}09$ Па · с; $R_{в}$ — радиус влияния, $R_{в} = 50$—175 м.

Величину раскрытия каналов δ (м) определяют по формуле

$$\delta = 4{,}83\sqrt{\frac{K_{пр}}{m^{2,1}}}, \qquad (10.25)$$

где $K_{пр}$ — коэффициент проницаемости пород интервала тампонирования, м^2:

$$K_{пр} = \frac{Q_{т}\mu_{п}\ln\frac{R_{к}}{R_{с}}}{2\pi h_0 P_{с}}, \qquad (10.26)$$

где $Q_{т}$ — расход, при котором нагнетается тампонажная смесь, м^3/с; $\mu_{п}$ — пластическая вязкость тампонажной смеси, Па.

Рассчитав величину раскрытия трещин δ по формуле (10.25) и задавшись величиной радиуса контура растекания $R_{к}$, определяют величину избыточного давления $P_{с}$ (Па), которое необходимо для продавливания тампонажной смеси со статическим напряжением сдвига Θ:

$$P_{с} = \frac{2R_{к}\Theta + \delta P_{п}}{\delta}, \qquad (10.27)$$

Величину гидростатического давления столба тампонажной смеси и промывочной жидкости на уровне подошвы интервала тампонирования $P_{г.ст}$ (Па) определяют по формуле

$$P_{т.ст} = \rho_{т.с} g(h_0 + h_з) + 1{,}5\rho_{пр} g(h_0 + h_з), \qquad (10.28)$$

где $\rho_{т.с}$ — плотность тампонажной смеси, кг/м^3.

При $P_{г.ст} \geq P_{с}$ гидростатического давления столба тампонажной смеси и продавочной жидкости достаточно для создания условий надежного тампонирования по условию (10.27).

При $P_{т.ст} < P_{с}$, для обеспечения надежности изоляционных работ при тампонировании необходимо использовать пакер, который позволит создать с помощью насоса в интервале тампонирования давление, равное $P_{с}$ по условию (10.27).

При закачивании тампонажного раствора в скважину под давлением с использованием тампонажного устройства ТУ-7 (рис. 10.13) на устье скважины устанавливают герметизатор (см. рис. 10.13, *а*), имеющий регулировочный вентиль *2*, уплотняющую манжету *4*, находящуюся в обсадной трубе *6*. В процессе тампонирования хвостовик *5*

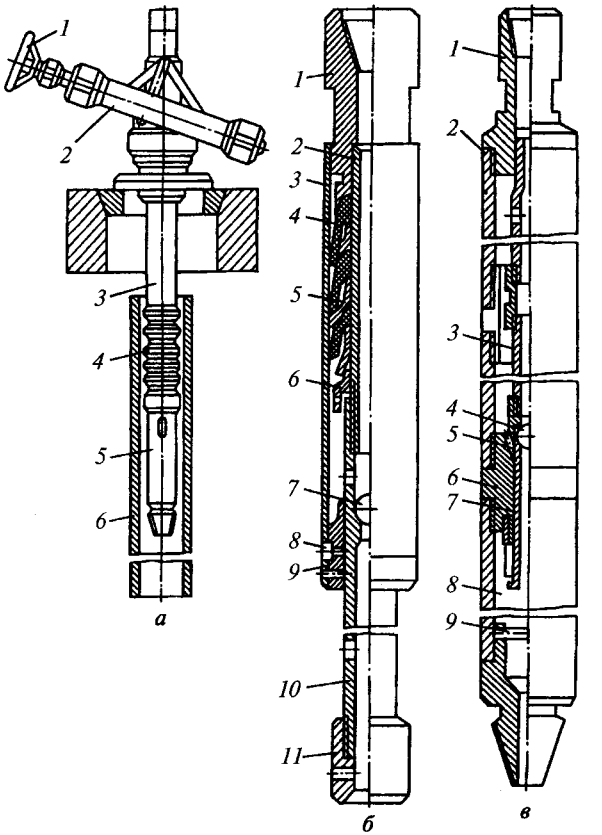


Рис. 10.13. Тампонажный комплект ТУ-7

герметизатора присоединяют к бурильным трубам. Перемещением рукоятки *1* вентиля поток нагнетаемой в скважину жидкости через трубу *3* можно направить как во внутреннюю полость бурильных труб, так и в межтрубное пространство.

Пакер (см. рис. 10.13, *б*), герметизирующий ствол скважины при разработке его по диаметру до 10 мм, отпускают в скважину на бурильных трубах, с которыми он соединен с помощью переходника *1*, и устанавливают на заданной глубине. На штоке *2* пакера закреплены три самоуплотняющихся манжеты *4*, закрытые при спуске пакера кожухом *3* с опорой *9*. Для приведения пакера в рабочее положение необходимо через колонну бурильных труб сбросить шар *7*. Во время нагнетания жидкости по бурильным трубам во внутреннюю полость пакера *8* кожух *3* смещается по хвостовику *10* в нижнее положение до упора в головку *11*. Манжеты *4* с опорной муфтой *6* и жесткими опорами *5* при этом расправляются и перекрывают ствол

скважины. По окончании тампонирования пакер поднимают без каких-либо дополнительных операций, что существенно упрощает его эксплуатацию.

Скважинный контейнер-смеситель (см. рис. 10.13, *в*) служит для спуска жидкого ускорителя схватывания в зону поглощения. Он состоит из концентрично расположенных труб *2* и *3*, соединенных между собой переходниками *1* и *6*. Перед спуском в скважину межтрубное пространство контейнера заполняют жидким ускорителем схватывания. Для предупреждения преждевременного истечения ускорителя служит втулка *7*. БСС образуется при смешивании основного компонента смеси, нагнетаемого с поверхности, с жидким ускорителем схватывания, выдавливаемым из межтрубного пространства в полость *8* через отверстия *5*. Отверстия открываются при смещении втулки *7* до ограничителя *9* за счет давления жидкости на шар *4*.

Последовательность расчета цементной тампонажной смеси

1. Определяют водоцементное отношение исходя из выбранного значения плотности тампонажной смеси:

$$A = \frac{\rho_в(\rho_ц - \rho_{ц.р})}{\rho_ц(\rho_{ц.р} - \rho_в)}, \qquad (10.29)$$

где $\rho_в$, $\rho_ц$, $\rho_{ц.р}$ — плотность воды, цемента и цементного раствора соответственно, т/м^3.

Плотность тампонажной смеси назначают в том случае, когда есть ограничения по гидростатическому давлению столба ее в скважине, найденному из условия недопущения гидроразрыва, поглощения или задавливания пластового флюида.

Если тампонажную смесь используют в конкретной технологии тампонирования при доставке ее в тампонажных устройствах или закачивают с помощью насосов, то задаются величиной водоцементного отношения:

$$A = \frac{m_в}{m_ц}, \qquad (10.30)$$

где $m_в$, $m_ц$ — масса воды и цемента соответственно, т.

Величина A определяет консистенцию тампонажной смеси и влияет на выбор способа доставки ее в интервал тампонирования. В этом случае рассчитывают величину плотности тампонажной смеси (т/м^3) по формуле

$$\rho_{ц.р} = \frac{\rho_ц\rho_в(1 + A)}{\rho_в + \rho_ц A}. \qquad (10.31)$$

2. Находят массу цемента для приготовления 1 т цементного раствора, т:

$$m_ц^{(1)} = \frac{\rho_ц\rho_в}{\rho_{ц.р}(\rho_в + \rho_ц A)}; \qquad (10.32)$$

— массу цемента для приготовления массы цементного раствора, т:

$$m_ц^{(0)} = \frac{m_{ц.р}\rho_ц\rho_в}{\rho_{ц.р}(\rho_в + \rho_ц A)}; \qquad (10.33)$$

— массу цемента для приготовления объема тампонажной смеси $V_{т.с} = V_{ц.р}$, т:

$$m_ц^{(0)} = \frac{\rho_ц\rho_в V_{ц.р}}{(\rho_в + \rho_ц A)}; \qquad (10.34)$$

— потребный объем воды для 1 т цементного раствора, м^3:

$$V_в^{(1)} = \frac{A\rho_ц}{\rho_{ц.р}(\rho_в + \rho_ц A)}; \qquad (10.35)$$

— объем воды для цементного раствора массой $m_{ц.р}$, м^3:

$$V_в^{(0)} = \frac{A\rho_ц m_{ц.р}}{\rho_{ц.р}(\rho_в + \rho_ц A)}. \qquad (10.36)$$

Последовательность расчета цементно-песчаной тампонажной смеси

1. Определяют водоцементное отношение для цементно-песчаной тампонажной смеси при заданной ее плотности и песчано-цементном отношении:

$$A = \frac{\dfrac{Б+1}{\rho_{ц.п}} - \left(\dfrac{Б}{\rho_п} + \dfrac{1}{\rho_ц}\right)}{\dfrac{1}{\rho_в} - \dfrac{1}{\rho_{ц.п}}}, \qquad (10.37)$$

где $Б$ — песчано-цементное отношение, величина которого задается исходя из наличия исходных материалов и требуемой прочности тампонажного камня, обычно $Б = 0{,}15—0{,}3$,

$$Б = \frac{m_п}{m_ц}, \qquad (10.38)$$

здесь $\rho_в$, $\rho_п$, $\rho_ц$, $\rho_{ц.п}$ — плотность воды, песка, цемента и цементно-песчаной тампонажной смеси соответственно, т/м^3.

Как и в предыдущем расчете, при необходимости задания величины водоцементного отношения плотность цементно-песчаной смеси (т/м^3) рассчитывать необходимо по формуле

$$\rho_{ц.р} = \frac{A + Б + 1}{\dfrac{A}{\rho_в} + \dfrac{Б}{\rho_п} + \dfrac{1}{\rho_ц}}. \qquad (10.39)$$

2. Находят массу цемента для приготовления необходимого объема тампонажной смеси $V_{т.с} = V_{ц.п}$, т:

$$m_ц = \frac{V_{ц.п}}{\frac{А}{\rho_в} + \frac{Б}{\rho_п} + \frac{1}{\rho_ц}}; \quad (10.40)$$

— массу цементно-песчаной смеси, получаемую из массы цемента $m_ц$, т:

$$m_{ц.п} = m_ц(А + Б + 1); \quad (10.41)$$

— объем цементно-песчаной смеси, получаемой из массы цемента $m_ц$, м^3:

$$V_{ц.п} = m_ц\left(\frac{А}{\rho_в} + \frac{Б}{\rho_п} + \frac{1}{\rho_ц}\right); \quad (10.42)$$

— массу воды для приготовления требуемого объема цементно-песчаной смеси $V_{ц.п}$, т:

$$m_в = \frac{АV_{ц.п}}{\frac{А}{\rho_в} + \frac{Б}{\rho_п} + \frac{1}{\rho_ц}}; \quad (10.43)$$

— массу песка для получения того же объема тампонажной смеси, т:

$$m_п = \frac{\rho_{ц.п}V_{ц.п}Б}{А + Б + 1}. \quad (10.44)$$

Последовательность расчета тампонажных смесей сложного состава, состоящих из более чем одной жидкой и более двух твердых фаз

1. Задают величину водотвердого отношения:

$$А_т = \frac{m_ж}{m_с}, \quad (10.45)$$

где $m_ж$, $m_с$ — масса жидких и сухих компонентов соответственно.

2. Определяют сумму массовых долей сухих компонентов:

$$a_с = \frac{1}{1 + А_т}; \quad (10.46)$$

— сумму массовых долей жидких компонентов:

$$a_ж = 1 - a_с. \quad (10.47)$$

3. Распределяют сумму массовых долей среди сухих компонентов в составе тампонажной смеси:

— сумма массовых долей сухих компонентов равна

$$a_с = a_{с1} + a_{с2} + ... + a_{сn}, \quad (10.48)$$

где $a_{с1}$, $a_{с2}$, $a_{сn}$ — массовые доли 1, 2, ..., n — компонентов соответственно,

если число сухих компонентов равно 2, то

$$a_{с1} = \frac{a_с}{1 + \frac{m_{с2}}{m_{с1}}}, \quad (10.49)$$

где $m_{с1}$, $m_{с2}$ — масса сухих компонентов 1 и 2 соответственно;

если число сухих компонентов равно 3, то

$$a_{с1} = \frac{a_с}{1 + \frac{m_{с2} + m_{с3}}{m_{с1}}}, \quad (10.50)$$

очевидно, что

$$m_с = m_1 + m_2 + m_3, \quad (10.51)$$

— сумма массовых долей жидких компонентов среди всех компонентов:

$$a_ж = a_{ж1} + a_{ж2} + ... + a_{жn}, \quad (10.52)$$

аналогично, если число жидких компонентов равно

$$a_{ж1} = \frac{a_ж}{1 + \frac{m_{ж2}}{m_{ж1}}}; \quad (10.53)$$

$$a_{ж1} = \frac{a_ж}{1 + \frac{m_{ж2} + m_{ж3}}{m_{ж1}}} \quad (10.54)$$

и

$$m_ж = m_{ж1} + m_{ж2} + m_{ж3}. \quad (10.55)$$

4. Рассчитывают массу сухих компонентов (т) в составе тампонажной смеси по формуле

$$m_е = \frac{V_{т.с}}{\left(\sum_{i=1}^{n}\frac{a_{ci}}{\rho_{ci}} + \sum_{j=1}^{n}\frac{a_{жi}}{a_{жi}}\right)(1 + А_т)}, \quad (10.56)$$

где a_{ci}, $a_{жj}$ — массовые доли i-х сухих и j-х жидких компонентов; ρ_{ci}, $\rho_{жj}$ — плотность i-х сухих и j-х жидких компонентов.

Удобно $m_е$ рассчитывать при $V_{т.с} = 1$ м^3.

— масса жидких компонентов в составе тампонажной смеси при $V_{т.с} = 1$ м^3:

$$m_ж = m_с А_т. \quad (10.57)$$

5. Рассчитывают плотность тампонажной смеси:

$$\rho_{т.с} = \frac{m_с + m_ж}{V_{т.с}}; \quad (10.58)$$

— по формуле (4) потребный объем тампонажной смеси;

— потребную массу тампонажной смеси для проведения тампонирования:

$$m_{т.с} = V_{т.с}\rho_{т.с}, \tag{10.59}$$

где $V_{т.с}$ — объем тампонажной смеси по формуле (10.21).

— массу всех сухих компонентов в составе тампонажной смеси:

$$\begin{aligned} m_{с1} &= m_{т.с}a_{с1} \\ &\cdots\cdots\cdots \\ m_{сn} &= m_{т.с}a_{сn}; \end{aligned} \tag{10.60}$$

— массу всех жидких компонентов в составе тампонажной смеси:

$$\begin{aligned} m_{ж1} &= m_{т.с}a_{ж1} \\ &\cdots\cdots\cdots \\ m_{жn} &= m_{т.с}a_{жn}. \end{aligned} \tag{10.61}$$

Расчет параметров гельцементных тампонажных смесей

Гельцементные тампонажные смеси являются одним из примеров смесей сложного состава. Как правило, массовые количества сухих и жидких компонентов в составе таких смесей устанавливают экспериментально, и пределы изменения их значений известны. Так, наиболее технологично приготавливать гельцементные смеси на основе глинистого раствора, для приготовления 1 м^3 которого расходуют 0,8—0,9 т воды и 0,2—0,3 т глинопорошка. Затем в глинистый раствор вводят цемент в количестве 0,03—0,07 т и жидкое стекло — 0,008—0,015 т из расчета 1 м^3 глиноцементной тампонажной смеси.

Последовательность расчета параметров гельцементных тампонажных смесей

1. Определяют водоглинистое отношение:

$$A_в = \frac{m_в}{m_г^0}, \tag{10.62}$$

где $m_в$, $m_г$ — масса воды и глины для приготовления 1 м^3 глинистого раствора, т:

2. Рассчитывают плотность глинистого раствора по аналогии с плотностью цементной смеси (см. формулу (10.31), т/м^3):

$$\rho_{г.р} = \frac{\rho_г\rho_в(1 + A_в)}{\rho_в + \rho_г A_в}; \tag{10.63}$$

— массу глинистого раствора для получения 1 м^3 гельцементной тампонажной смеси (ГЦТС), т:

$$m_{г.р} = \left(1 - \frac{m_ц}{\rho_ц} - \frac{m_{ж.ст}}{\rho_{ж.ст}}\right)\rho_{г.р}, \tag{10.64}$$

где $m_ц$, $m_{ж.ст}$ — масса цемента и жидкого стекла соответственно для приготовления 1 м^3 ГЦТС, т; $\rho_ц$, $\rho_{ж.ст}$ — плотность цемента и жидкого стекла соответственно, т/м^3;

— массу глины для приготовления 1 м^3 ГЦТС, т:

$$m_г^1 = \frac{m_{г.р}}{1 + A_в}; \tag{10.65}$$

— массу воды для приготовления ГЦТС, т:

$$m_в^1 = m_{г.р} - m_г^1; \tag{10.66}$$

— водотвердое отношение для компонентов в составе ГЦТС:

$$A_т = \frac{m_ж}{m_с} = \frac{m_в^1 + m_{ж.ст}}{m_г^1 + m_ц}; \tag{10.67}$$

— сумму массовых долей сухих компонентов:

$$a_с = \frac{1}{1 + A_т}; \tag{10.68}$$

— сумму массовых долей жидких компонентов:

$$a_ж = 1 - a_с. \tag{10.69}$$

3. Распределяют $a_с$ среди сухих компонентов в составе ГЦТС: цемента:

$$a_ц = \frac{a_с}{1 + \dfrac{m_г^1}{m_ц}}; \tag{10.70}$$

глинопорошка:

$$a_г = a_с - a_ц; \tag{10.71}$$

— $a_ж$ среди жидких компонентов: жидкого стекла:

$$a_{ж.ст} = \frac{a_ж}{1 + \dfrac{m_в^1}{m_{ж.ст}}}; \tag{10.72}$$

воды:

$$a_в = a_ж - a_{ж.ст}; \tag{10.73}$$

— массу сухих компонентов в составе 1 м³ ГЦТС, т:

$$m_c = \frac{V_{т.с}}{\left(\frac{a_г}{\rho_г} + \frac{a_ц}{\rho_ц} + \frac{a_в}{\rho_в} + \frac{a_{ж.ст}}{\rho_{ж.ст}}\right)(1 + A_т)}; \qquad (10.74)$$

— плотность ГЦТС, т/м³:

$$\rho_{т.с} = \frac{m_c + m_ж}{V_{т.с}} = \frac{m_г^1 + m_ц + m_в^1 + m_{ж.ст}}{V_{т.с}}. \qquad (10.75)$$

4. Определяют объем ГЦТС для выполнения тампонажных работ по формуле (10.21).

5. Рассчитывают, используя формулы (10.59—10.61), необходимое количество сухих и жидких компонентов для приготовления ГЦТС объемом, необходимым по п. 4, как и для тампонажных смесей сложного состава.

10.11. Ликвидационное тампонирование скважин

По окончании бурения скважин проводят ликвидационное тампонирование, цель которого — устранение проникновения в скважину поверхностных и подземных вод, а также предотвращение загрязнения водоносных горизонтов после извлечения обсадных труб.

При выполнении работ по ликвидационному тампонированию, имеющему важное значение для охраны недр, следует руководствоваться утвержденными инструкциями и правилами, действующими в данном регионе.

В зависимости от горных, геологических и гидрогеологических условий разведуемой площади применяют простой или сложный (специальный) способ тампонирования. Перед ликвидационным тампонированием необходимо выполнить следующие работы:

— провести кавернометрию скважины с целью определения более точного ее объема;

— выполнить комплекс расходометрических исследований для выявления неизолированных поглощающих водопроявляющих горизонтов, горных выработок, их местоположения и мощности;

— промыть скважину до полной очистки забоя и ствола буровым раствором, используемым при бурении.

Простой метод ликвидационного тампонирования скважин заключается в заполнении всего объема скважины от забоя до устья тампонажной смесью. Заполнение смесью следует проводить с одновременным вытеснением из скважины бурового раствора. Для его надежного вытеснения и предупреждения разбавления тампонажной смеси скважины тампонируют поинтервально снизу вверх.

В скважину спускают бурильные трубы, нижний конец которых должен быть на 1—2 м выше забоя, после чего закачивают тампонажную смесь, количество которой должно обеспечивать разовое заполнение 50—100 м скважины номинальным диаметром до 76 мм. При тампонировании предпоследнего интервала (а также неглубоких скважин) тампонажную смесь закачивают до появления ее на устье, после чего поднимают оставшуюся часть бурильных труб, а скважину заполняют доверху через устье. При использовании глиноцементных растворов скважину опрессовывают через устье при избыточном давлении 6—8 МПа в течение 30—40 мин.

Устье ликвидируемой скважины оборудуют следующим образом. Вокруг кондуктора бурят шурф размерами 1 × 1 × 1 м, затем обсадную трубу срезают на 0,8 м ниже уровня земли и сверху закрывают металлической крышкой с надписью (номер скважины, год ликвидации, краткое название геологоразведочной организации). При отсутствии труб устье перекрывают бетонной плитой размерами 0,8 × 0,8 × 0,2 м с аналогичной надписью, и шурф засыпают землей.

Специальный метод ликвидационного тампонирования скважин заключается в заполнении объема скважины от забоя до устья тампонажной смесью с установкой разделительных изолирующих пробок. Эти пробки могут иметь любую конструкцию, обеспечивающую надежность их фиксации в заданных интервалах и устойчивость при возможных нагрузках (давление, развиваемое буровым насосом и цементировочным агрегатом при тампонировании, столбом жидкости в скважине и т. д.). Тип и конструкция разделительных пробок, метод их установки выбираются технологической службой геологоразведочного предприятия и предусматриваются проектом ликвидационного тампонирования скважин.

Разделительные изолирующие пробки устанавливают в кровле горных выработок, угольных пластов рабочей мощности, рудных тел, которые рассматриваются как перспективные горные выработки. Такие пробки можно не устанавливать в пределах проявившихся в процессе бурения напорных и поглощающих горизонтов, на контакте коренных и покровных отложений, а также в почве горных выработок и водоносных горизонтов.

Разделительные пробки устанавливают в кровле горной выработки на расстоянии не менее 40-кратной ее мощности, в почве горной выработки — на расстоянии не менее ее 4-кратной мощности, а также и подошве в кровле поглощающих и водопроявляющих горизонтов, сложенных плотными породами.

Тампонажную смесь готовят в объеме для заполнения определенного интервала. Интервал тампонирования за один прием (длина моста) обусловлен расстоянием между разделительными пробками или длиной разового заполнения объема скважины (50—100 м при диаметре скважины до 76 мм; 200—300 м при диаметре более 76 мм). После тампонирования определенного интервала и установки изолирующей пробки процесс приготовления смеси повторяют.

При выборе рецептуры тампонажной смеси необходимо учитывать агрессивность подземных вод.

Объем тампонажной смеси для тампонирования интервала скважины $V_{т.р}$ (м^3) определяют по формуле:

$$V_{т.р} = 0{,}785 K_з K_п D_с^2 l_ц, \qquad (10.76)$$

где $K_з$ — коэффициент запаса объема, величину которого принимают в зависимости от состояния стенок скважины; при наличии каверн размером до 1,5 номинального диаметра скважины $K_з = 1{,}1$, при наличии каверн до 2 номинальных диаметров скважины $K_з = 1{,}2$; $K_п$ — коэффициент потерь раствора при одном цикле закачки: $K_п = 0{,}08$—$0{,}15$; $D_с$ — диаметр скважины по данным кавернометрии, м; $l_ц$ — длина разового интервала тампонирования, м.

Количество продавочной жидкости, нагнетаемой за один цикл $V_{п.ж}$ (м^3), находят из выражения

$$V_{п.ж} = 0{,}785 d_0^2 h_{б.т}, \qquad (10.77)$$

где d_0 — внутренний диаметр заливочных труб, м; $h_{б.т}$ — глубина погружения нижней части заливочных труб, м.

Качество тампонирования контролируют путем сравнения рассчитанного по данным кавернометрии объема скважины и фактического расхода тампонажной смеси, а также путем сравнения сроков схватывания применяемой тампонажной смеси с фактическими.

Контрольные пробы тампонажной смеси отбирают из каждой вновь приготовленной порции смеси перед ее закачкой в скважину. Образцы тампонажного камня извлекают из скважины через 1—2 ч после отвердения проб, визуально исследуют, документируют и фиксируют в акте о ликвидационном тампонировании скважины. Количество и места взятия образцов тапмпонажного камня определяют проектом тампонирования скважины и обусловлены геологическими, гидрогеологическими и горными условиями района работ.

Ликвидационное тампонирование скважин, вскрывших питьевые воды и эксплуатируемые водоносные горизонты, а также самоизливающихся скважин производят с выполнением дополнительных требований.

В скважинах, расположенных в первом поясе зон санитарной охраны и вблизи действующих скважин, независимо от глубины залегания водоносного горизонта, кроме установки разделительных пробок, производят сплошную заливку через бурильные трубы глиноцементного или песчано-цементного раствора.

При вскрытии скважиной эксплуатируемых водоносных горизонтов или питьевых вод интервал скважины между разделительными пробками, установленными в кровле и почве водоносного горизонта, обрабатывают раствором хлорной извести (из расчета 125 мг активного хлора на 1 л воды) и заполняют чистым песком или щебнем.

При вскрытии напорного водоносного горизонта самоизлив из скважины, как правило, должен быть прекращен до начала дальнейшей углубки за счет повышения плотности промывочной жидкости.

При ликвидационном тампонировании самоизливающихся скважин, когда пьезометрический уровень над устьем скважины не превышает

1,5 м, на обсадную колонну навинчивают патрубок длиной, обеспечивающей прекращение самоизлива. Дальнейшие операции по тампонированию проводят в соответствии с утвержденным проектом. В случае, когда пьезометрический уровень над устьем скважины превышает 1,5 м, в скважину через загерметизированное устье или по бурильным трубам с использованием съемных пакерующих устройств нагнетается утяжеленный глинистый раствор под давлением, превышающим напор воды. При невозможности герметизации устья или установки пакера утяжеленный глинистый раствор нагнетают в скважину через колонну бурильных труб, опущенную в скважину на глубину на 1—1,5 м выше забоя, с расходом, превышающим дебит скважины.

Самоизливающиеся скважины без обсадных труб ликвидируют следующим образом:

— рядом с ликвидируемой скважиной бурят вспомогательную, вскрывающую самоизливающийся водоносный горизонт на всю его мощность;

— проводят откачку из вспомогательной скважины с целью понижения уровня воды в ликвидируемой скважине ниже поверхности земли и облегчения поиска ее ствола;

— монтаж бурового оборудования на ликвидируемой скважине и проведение тампонажных работ по вышеуказанным схемам (откачку из вспомогательной скважины производят до полного восстановления водоупоров в ликвидируемой скважине);

— ликвидируют вспомогательную скважину.

Ликвидационное тампонирование на месторождениях минеральных солей, склонных к выщелачиванию, должно предотвратить опасность обводнения и обеспечить надежную изоляцию полезного ископаемого на контакте с вмещающими породами.

Над разделительными пробками, устанавливаемыми в кровле и почве соленосного пласта, создается тампон из глины высотой 10 м. Для тампонирования собственно соленосных отложений используют магнезиальные цементы на основе каустического магнезитового порошка. В качестве жидкости затворения применяют насыщенный раствор $MgCl_2$ или природного бишофита. При этом непосредственно перед подачей в скважину цементного раствора прокачивают буферную жидкость, которая по своему составу, как и продавочная, должна соответствовать жидкости затворения.

При тампонировании пластов каменной соли можно использовать тампонажный цемент, который затворяется на насыщенном растворе NaCl. Для снижения водопроницаемости тампонажного камня в раствор добавляют бентонитовый глинопорошок в количестве до 10 % от массы цемента.

Тампонирование соленосных отложений осуществляют также с использованием обезвоженных солей магния. Содержание основного вяжущего вещества ($MgCl_2$ или $MgSO_4$) может изменяться от 30 до 100 % по массе, а в качестве наполнителя применяют молотую каменную соль. Соотношение компонентов тампонажной смеси подбирают с учетом химического состава соляных пород.

При упрощенном способе тампонирования для ликвидации скважин глубиной до 50 м в качестве тампонажного материала возможно использование глиняных шариков. Шарики изготовляют из жирной глины размером 0,7—0,8 диаметра скважины и доставляют в скважину порционно по 25—30 шт., после чего их трамбуют. Разовый объем тампонажной смеси определяют из расчета на всю глубину скважины или поинтервального заполнения объема скважины.

При специальном способе тампонирования разовый объем приготовления тампонажной смеси и мощность тампонируемого интервала определяют местом установки разделительных изоляционных пробок. Закачку тампонажной смеси в скважину производят через колонну бурильных труб, нижний конец которых должен располагаться не выше 1—2 м от подошвы тампонируемого интервала. При необходимости создания в скважине дополнительного давления можно применять пакерующие устройства. Предельное время тампонирования отдельного интервала скважины не должно превышать 75 % времени до начала схватывания тампонажной смеси, считая от момента затворения цемента.

Для вытеснения тампонажной смеси из колонны бурильных труб в качестве продавочной жидкости применяют техническую воду или используемую при бурении промывочную жидкость.

Для ликвидации устья скважины проходят шурф размером $1 \times 1 \times 1$ м. Устье скважины перекрывают бетонной плитой размером $0{,}8 \times 0{,}8 \times 0{,}15$ м, на которой фиксируют данные по скважине (номер, глубину, год ликвидации, название геологической организации). Далее шурф засыпают землей. При наличии обсадной трубы ее срезают на 0,8 м ниже уровня земли и устанавливают репер в виде приваренной заглушки с аналогичной надписью. Верхний конец репера должен быть ниже уровня земли не менее чем на 0,6 м. Допускается установка репера другой конструкции, обеспечивающей фиксацию местоположения скважины и надежное перекрытие устья.

Ликвидационное тампонирование выполняет буровая бригада в присутствии бурового мастера и участкового геолога (гидрогеолога). Специальное тампонирование производят под непосредственным руководством начальника участка (технического руководителя буровых работ, технолога по бурению). Ответственность за правильность организации всего комплекса по ликвидационному тампонированию возлагается на главного инженера ГРЭ (ГРП). За составление проекта отвечает главный геолог. За качественное выполнение работ в точном соответствии с проектом несут ответственность буровой мастер и участковый геолог, а при специальном тампонировании — непосредственный руководитель этой работы и участковый геолог.

Акт о ликвидационном тампонировании составляет комиссия, в которую входят буровой мастер, участковый геолог (гидрогеолог) и бурильщик. Копии актов по скважинам, расположенным на площадях горнодобывающих предприятий, высылаются последним не позднее 10 дней после их составления.

Если на рассматриваемой площади нет газовых или нефтегазовых залежей, а также горизонтов с напорными минерализованными водами, которые могут загрязнять пресные или целебные воды, разрешается перед ликвидацией скважины извлекать из нее обсадные трубы.

Консервацию скважин производят в случаях, когда при испытании из пласта получен приток промышленного значения, но площадь или участок площади не подготовлены к эксплуатации. Консервацию нужно делать так, чтобы скважину можно было повторно ввести в эксплуатацию, при этом коллекторские свойства призабойной зоны за время консервации не должны быть существенно ухудшенными.

Способ консервации зависит от длительности ее и коэффициента аномальности пластового давления k_a. Если $k_a > 1{,}0$, нижний участок скважины следует заполнить промывочной жидкостью на нефтяной основе или другой, не вызывающей ухудшения коллекторских свойств пласта; над интервалом перфорации установить цементный мост высотой не менее 25 м, а остальную часть эксплуатационной колонны заполнить седиментационно устойчивой жидкостью. Давление столба этой жидкости должно на 5—10 % превышать пластовое. Самый верхний участок длиной примерно в 30 м, а в районах с многолетнемерзлыми породами — от устья до глубины на 50—100 м ниже нижней границы таких пород заполняют незамерзающей жидкостью (например, соляровым маслом, раствором $CaCl_2$ и т. п.). На период консервации насосно-компрессорные трубы остаются в эксплуатационной колонне над цементным камнем.

Если коэффициент аномальности пластового давления $k_a < 1{,}0$, то при продолжительности консервации более одного года из газовых скважин глубиной до 2000 м и из нефтяных скважин насосно-компрессорные трубы извлекают, на устье устанавливают задвижку высокого давления с контрольным вентилем.

При консервации скважин с $k_a < 1$ на срок в несколько месяцев цементные мосты разрешается не устанавливать, а при кратковременной консервации (до 3 мес) такие скважины можно не задавливать промывочной жидкостью. На период консервации насосно-компрессорные трубы остаются в эксплуатационной колонне над фильтром; на устье устанавливают фонтанную арматуру с контрольным вентилем.

Территорию вокруг законсервированной скважины огораживают; на ограждении указывают номер скважины, название месторождения, наименование предприятия и срок консервации. С задвижек фонтанной арматуры снимают штурвалы, фланцы задвижек закрывают заглушками, а в патрубки вместо манометров ввинчивают пробки. В период консервации скважина должна быть под регулярным наблюдением. Если консервация продолжительная, состояние скважины проверяют не реже одного раза в квартал и результаты проверки заносят в специальный журнал.

10.12. Цементирование обсадных колонн

Нефтяные, газовые и водоносные проницаемые пласты, вскрытые скважиной, разобщают друг от друга для того, чтобы устранить возможность перетока пластового флюида из одного объекта в другой или в атмосферу и таким образом предотвратить непроизводительное расходование энергии в продуктивных горизонтах, проникновение в них чуждых вод и ухудшение коллекторских свойств, исключить опасность загрязнения окружающей среды, возникновения взрывов и пожаров на территории близ скважины, а также опасности несчастных случаев с людьми. Для этого в скважину спускают колонну обсадных труб и цементируют затрубное пространство.

Одноступенчатый способ цементирования — наиболее распространенный способ цементирования. После окончания промывки скважины на обсадную колонну навинчивают цементировочную головку с двумя цементировочными разделительными пробками — нижней и верхней, удерживаемых от сползания вниз стопорами. Нижняя пробка имеет центральное отверстие, перекрытое мембраной. Пробки изготовляют из легко разбуриваемого материала. Нижняя пробка служит для предотвращения перемешивания тампонажного раствора с идущей впереди жидкостью при движении по обсадной колонне и для сдирания пленки промывочной жидкости с внутренней поверхности труб. Верхняя пробка предотвращает перемешивание тампонажного раствора с продавочной жидкостью. К отводам головки присоединяют трубопроводы от цементировочных насосов.

Цементирование осуществляют следующим образом. Вывинчивают стопор, удерживающий нижнюю пробку и поверх нее в головку цементировочными насосами закачивают тампонажный раствор, который готовят с помощью специальных смесительных машин. Тампонажный раствор *3* проталкивает нижнюю разделительную пробку *4* по обсадной колонне *5* (рис. 10.14).

После закачки в обсадную колонну тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения заданного интервала заколонного пространства скважины и участка колонны ниже упорного кольца *6*, закрывают краны *9* на нижних боковых отводах *2* головки *1*, вывинчивают стопоры, удерживающие верхнюю разделительную пробку, и поверх нее закачивают продавочную жидкость *12* через верхний отвод *10* головки. В качестве продавочной обычно используют промывочную жидкость, которой была заполнена скважина, либо воду. После того как верхняя пробка *11* войдет в обсадную колонну, вновь открывают краны на нижних боковых отводах головки и через них также закачивают продавочную жидкость.

Нижняя пробка, дойдя до упорного кольца 6 (стоп-кольца) в колонне, останавливается. Так как нагнетание жидкости в колонну продолжается, давление в ней после остановки нижней пробки быстро растет. Под воздействием разности давлений над пробкой и под ней мембрана в пробке разрушается, и тампонажный раствор через проход-

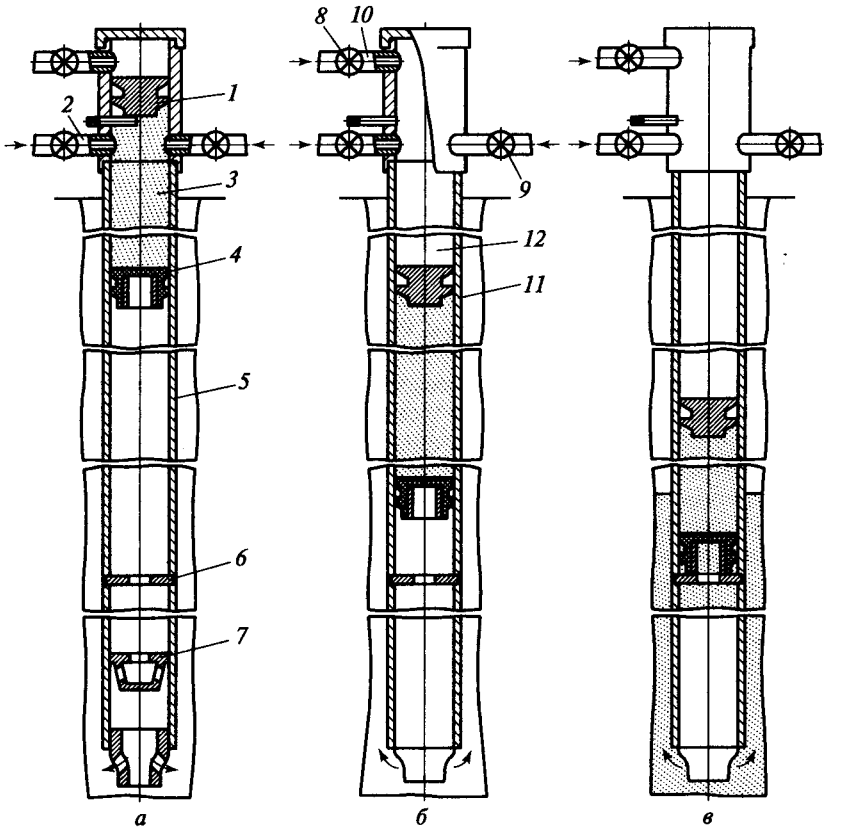


Рис. 10.14. Схема одноступенчатого цементирования:

а — закачка тампонажного раствора; *б* — начало закачки продавочной жидкости; *в* — завершение закачки продавочной жидкости; *1* — головка; *2* — боковые отводы; *3* — тампонажный раствор; *4* — нижняя разделительная пробка; *5* — обсадная колонна; *6* — упорное кольцо; *7* — обратный клапан; *8*, *9* — краны; *10* — верхний отвод головки; *11* — верхняя пробка; *12* — продавочная жидкость

ной канал в пробке и отверстия в башмаке и башмачном патрубке, установленные в нижней части колонны, вытесняется в заколонное пространство скважины.

Плотность тампонажного раствора в большинстве случаев выше, чем промывочной жидкости в скважине, поэтому с момента начала вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство давление в цементировочной головке и в насосах увеличивается по мере продвижения верхней пробки вниз по колонне. После посадки верхней пробки на нижнюю давление в колонне резко возрастает. Резкий прирост давления («скачок») служит сигналом для прекращения нагнетания продавочной жидкости в колонну; по этому сигналу краны *8* и *9* на

головке закрывают, насосы останавливают, а скважину оставляют в покое на период твердения тампонажного раствора или ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента).

Если обсадная колонна оборудована прочным и герметичным обратным клапаном *7*, после остановки насосов избыточное давление в цементировочной колонне обычно стравливают, плавно приоткрывая один из кранов. При его отсутствии избыточное давление в головке сразу же по окончании цементирования стравливать нельзя. В таком случае на цементировочной головке желательно наличие предохранительного клапана, отрегулированного на давление, несколько меньшее предельно допустимого для обсадной колонны. Тогда при приближении давления к опасному пределу клапан откроется и опасность разрушения колонны будет исключена.

Двухступенчатое цементирование. Подлежащий цементированию интервал скважины делят на два участка, а в состав обсадной колонны на стыке этих участков включают специальную цементировочную муфту (рис. 10.15). Снаружи колонны над муфтой и под нею размещают центрирующие фонари. Существуют две разновидности двухступенчатого цементирования.

При ступенчатом цементировании с разрывом во времени сначала в колонну *4* закачивают первую порцию *3* тампонажного раствора в объеме, необходимом для заполнения заколонного пространства от забоя до цементировочной муфты и участка колонны ниже упорного кольца *9*, а затем поверх первой разделительной пробки *2* — продавочную жидкость. Первая разделительная пробка имеет эластичные

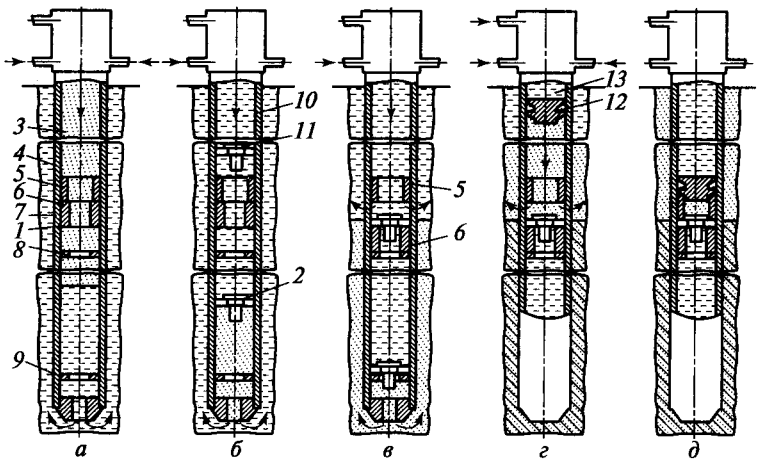


Рис. 10.15. Схема двухступенчатого цементирования:

а — закачка тампонажного раствора для нижней ступени; *б* — перед окончанием цементирования нижней ступени; *в* — промывка после цементирования нижней ступени; *г* — цементирование второй ступени; *д* — окончание цементирования второй ступени

резиновые манжеты, которыми она прижимается к стенкам обсадной колонны, и жесткий центральный стержень. Диаметры стержня и эластичность манжет таковы, что пробка достаточно свободно проходит через цементировочную муфту, но садится на нижнее упорное кольцо.

После закачки порции продавочной жидкости в объеме, равном внутреннему объему колонны между упорным кольцом *9* и цементировочной муфтой, освобождают вторую разделительную пробку *11* и поверх нее снова закачивают продавочную жидкость *10*. Пробка *11* опускается вниз по колонне, садится на нижнюю втулку 6 муфты и перекрывает проходной канал в ней. Поскольку нагнетание жидкости продолжается, давление в колонне резко возрастает; при повышении давления на 3—4 МПа шпильки *1*, удерживающие втулку *6*, срезают и последняя вместе с пробкой перемещается вниз до упора *8*, открывая боковые отверстия *7* в муфте, через которые продавочная жидкость выходит в заколонное пространство. Промывают верхний интервал скважины до тех пор, пока не затвердеет тампонажный раствор в нижнем участке (от нескольких часов до суток). После этого в колонну закачивают вторую порцию тампонажного раствора в объеме, необходимом для заполнения верхнего участка заколонного пространства, освобождают из цементировочной головки верхнюю пробку *12* и вытесняют тампонажный раствор через боковые отверстия в муфте новой порцией *13* продавочной жидкости. Объем этой порции равен внутреннему объему участка обсадной колонны от муфты до цементировочной головки. Верхняя пробка *12*, достигнув втулки *5*, укрепленной с помощью тарированных шпилек в корпусе цементировочной муфты, сдвигает втулку вниз до упора в торец нижней втулки *6*, при этом втулка *5* закрывает отверстия *7* муфты и разобщает полость колонны от заколонного пространства.

После затвердения тампонажного раствора и проверки герметичности верхнего участка обсадной колонны пробки втулки и упор разбуривают.

Ступенчатое цементирование с разрывом во времени применяют в следующих ситуациях:

✓ если при одноступенчатом цементировании неизбежно поглощение раствора;

✓ если вскрыт пласт с аномально высоким давлением и в период схватывания тампонажного раствора после одноступенчатого цементирования могут возникнуть перетоки и газопроявления;

✓ если для одноступенчатого цементирования требуется одновременное участие в операции чрезмерно большого числа цементировочных насосов и смесительных машин.

Основной недостаток данного способа — большой разрыв во времени между окончанием цементирования нижнего и началом цементирования верхнего участков — можно устранить, установив на обсадной колонне ниже цементировочной муфты наружный пакер. Если по окончании цементирования нижней ступени заколонное простран-

ство скважины герметизировать пакером, можно сразу же приступить к цементированию верхнего участка.

Последовательное ступенчатое цементирование целесообразно в следующих случаях: а) при недостаточной мощности цементировочных насосов для проведения операции в один прием; б) недостаточном количестве цементировочных насосов и смесительных машин для выполнения операции в один прием либо невозможности на буровой площадке размещения такого оборудования; в) использовании тампонажных растворов разного состава, например, с существенно разными сроками загустевания (схватывания) для верхнего и нижнего участков скважины.

При последовательном цементировании в колонну закачивают первую порцию тампонажного раствора в объеме, необходимом для заполнения заколонного пространства от забоя до цементировочной муфты и участка колонны ниже упорного кольца, затем поверх первой разделительной пробки — первую порцию продавочной жидкости в объеме, равном внутреннему объему колонны от упорного кольца до цементировочной муфты. Вслед за этой порцией продавочной жидкости в колонну спускают вторую разделительную пробку и закачивают вторую порцию тампонажного раствора в объеме, равном объему заколонного пространства от муфты до заданной отметки. Поверх второй порции тампонажного раствора помещают третью разделительную пробку и закачивают вторую порцию продавочной жидкости. Объем этой порции равен внутреннему объему обсадной колонны на участке от цементировочной муфты до устья. Ко времени, когда вторая разделительная пробка достигнет цементировочной муфты и откроет отверстия в ней, первая порция тампонажного раствора будет вытеснена в заколонное пространство. После схождения второй и третьей пробок давление в колонне резко возрастает и это служит сигналом для закрытия кранов на цементировочной головке и остановки насосов.

После остановки насосов избыточное давление в цементировочной головке плавно стравливают, если обратный клапан и цементировочная муфта герметичны, и оставляют скважину в покое для твердения тампонажного раствора (с закрытыми кранами на головке). При стравливании давления необходимо контролировать объем жидкости, вытекающей из колонны.

Основные недостатки способа: значительно более высокое давление на стенки скважины, чем при цементировании с разрывом во времени. Это создает опасность поглощения и опасность возникновения перетоков и заколонных газопроявлений в период схватывания и твердения тампонажного раствора.

Цементировочные муфты следует размещать против устойчивых непроницаемых пород. Цементировочная муфта должна обеспечивать герметичное разобщение полости колонны от заколонного пространства не только в период твердения тампонажного раствора, но также и после разбуривания втулок в ней.

Скважины иногда цементируют в три и даже четыре приема. Для этого в состав колонны включают соответственно две или три цементировочные муфты. Последовательность работ такая же, как и при двухступенчатом цементировании.

Манжетное цементирование применяют для цементирования скважин в случае, когда в продуктивном пласте установлена заранее перфорированная колонна или фильтр.

В состав обсадной колонны немного выше фильтра включают цементировочную муфту (или другое устройство, способное выполнить ее функции), а на наружной поверхности колонны между муфтой и фильтром укрепляют манжету, изготовленную в виде брезентовой воронки на упругом металлическом каркасе.

При закачке в обсадную колонну расчетного объема тампонажного раствора последний отделяют от промывочной и продавочной жидкостей двумя разделительными пробками подобно второй порции тампонажного раствора при последовательном ступенчатом цементировании. Объем продавочной жидкости равен внутреннему объему колонны от цементировочной муфты до устья.

Первая пробка садится на нижнюю втулку цементировочной муфты, сдвигает ее вниз до упора и открывает боковые отверстия в корпусе муфты, через которые в заколонное пространство вытесняется тампонажный раствор. Вторая пробка садится на верхнюю втулку, сдвигает ее вниз до упора в торец первой пробки и закрывает отверстия в муфте. Резкий скачок давления в цементировочной головке и насосах в момент схождения пробок служит сигналом для прекращения подачи продавочной жидкости и закрытия кранов на отводах цементировочной головки.

Если колонна снабжена герметичным обратным клапаном и цементировочной муфтой, после остановки насосов избыточное давление в цементировочной головке плавно стравливают и оставляют скважину в покое с закрытыми кранами на период твердения тампонажного раствора. В период твердения раствора контролируют величину избыточного давления в цементировочной головке и при необходимости плавно стравливают его.

Манжета служит для предотвращения осаждения тампонажного раствора в зону фильтровой части обсадной колонны. В газовых скважинах вместо манжеты целесообразно использовать наружный пакер на колонне.

Обратное цементирование — способ, при котором 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. Заколонное пространство скважины герметизируют с помощью превентора.

Цементный раствор закачивают непосредственно в заколонное пространство; вытесняемая им промывочная жидкость поднимается вверх по обсадной колонке и через устьевую головку и трубопровод направляется в очистную систему. После того как первая порция тампонажного раствора войдет в башмак колонны, насосы останавливают, краны

на устьевой головке закрывают и скважину оставляют в покое на период твердения раствора.

Если различие в плотностях тампонажного раствора и промывочной жидкости значительно, а объем тампонажного раствора достаточно велик, скорость течения последнего в заколонном пространстве может возрасти настолько, что давление в этом пространстве вблизи устья упадет ниже атмосферного. Тогда будут иметь место подсос воздуха через негерметичности в обвязке трубопроводов либо приток жидкости из проницаемых пород. Во избежание этого в период цементирования необходимо регулировать скорость выхода промывочной жидкости из колонны, с тем чтобы давление в заколонном пространстве перед устьем всегда было несколько выше атмосферного.

Наибольшую трудность при обратном цементировании представляет определение момента прохождения первой порции тампонажного раствора к башмаку обсадной колонны. Более точно такой момент можно определить с помощью прибора для гамма-каротажа, который спускают в скважину на кабеле, пропущенном через лубрикатор в устьевой головке, и устанавливают поблизости (в 100—200 м) от башмака. Первую порцию тампонажного раствора активируют 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 заполнения тампонажным раствором этого участка и вхождения его внутрь колонны.

При обратном цементировании на стенки скважины оказывается меньшее давление, чем при одноступенчатом способе; требуются менее мощные насосы; проще, чем при других способах, добиться более полного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором. Однако при таком способе качество тампонажного раствора, поступающего в нижнюю часть скважины, ниже, чем при одноступенчатом цементировании.

Обратное цементирование целесообразно применять в следующих ситуациях:

✓ если из-за опасности поглощения одноступенчатое цементирование невозможно;

✓ если на буровой нельзя сосредоточить достаточное число мощных насосов для цементирования другими способами.

Цементирование обсадных колонн, оборудованных наружными пакерами. Для повышения качества разобщения затрубного пространства скважины в интервалах многопластовых залежей с большими перепадами давлений между горизонтами, а также для изоляции пластов с подошвенной водой обсадную колонну оборудуют специальными наружными пакерами (рис. 10.16).

Спуск и цементирование обсадных колонн, на которых установлены пакерующие устройства, осуществляют согласно общепринятой технологии с выполнением некоторых специальных требований и положений, отраженных в соответствующих руководствах и инструкциях по монтажу и эксплуатации пакеров.

Обсадную колонну, на которой предусматривается установка наружного пакера, в нижней части в обязательном порядке оборудуют надежным обратным клапаном или устройством, выполняющим его роль.

При использовании ПФМ (пакер-фильтр механический) или гидравлических пакеров применение нижних цементировочных пробок вследствие их конструктивных особенностей исключается. Непосредственно выше и ниже пакера на обсадной колонне устанавливают центраторы (фонари).

В сложных гидрогеологических условиях разобщения многопластовых залежей рекомендуется устанавливать на одной обсадной колонне несколько наружных пакеров одного типоразмера.

Порядок цементирования обсадной колонны с пакером типа ПФМ мало чем отличается от общепринятого, поскольку процесс закачивания и продавливания цемента не претерпевает изменений. Разница лишь в том, что продавочная пробка, продвигаясь в колонне вниз в процессе продавливания тампонажного раствора, срезает выступающие внутрь пакера чугунные пробки-клапаны (этот момент отмечается скачкообразным возрастанием давления на 1,5—2 МПа с последующим снижением его до рабочей величины) и продолжает движение до момента посадки на кольцо «стоп».

Обвязку с цементировочной головкой, установленной на устье скважины, осуществляют с помощью гибкого металлического шланга. При большом количестве цементировочных агрегатов в одну линию может быть включено несколько машин.

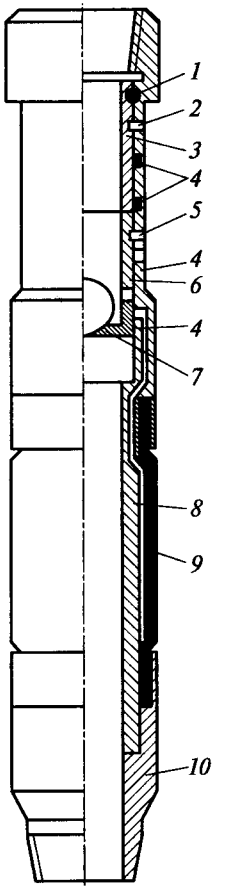


Рис. 10.16. Пакер типа ПДМ:

1 — фиксатор; *2, 5* — срезаемые элементы; *3* — верхняя втулка; *4* — уплотнительное кольцо; *6* — нижняя втулка; *7* — металлический шар; *8* — корпус; *9* — уплотнительный элемент; *10* — нижняя втулка

В различных нефтегазовых районах страны составлены свои рациональные схемы для расстановки цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин, что позволяет в значительной мере сократить время и средства на проведение операции, а также облегчить труд операторов. При использовании облегченных тампонажных растворов количество агрегатов может резко возрастать вследствие необходимости набора больших количеств воды, особенно в тех районах, где потребности в ней в течение короткого времени не могут быть удовлетворены.

После сборки труб опрессовывают нагнетательные линии на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее. При цементировании скважин большим количеством агрегатов прибегают к помощи устьевого оборудования (тележки АУ-5). После приготовления и закачки це-

ментного раствора все нагнетательные линии и насосы цементировочных агрегатов промывают от остатков цементного раствора. Посадкой разделительной пробки на стоп-кольцо управляют одним-двумя цементировочными агрегатами на первой скорости.

Чтобы сцепление камня с горными породами было более надежным, необходимо с поверхности стенок скважины при цементировании удалить фильтрационную корку промывочной жидкости с помощью специальных скребков. Для химического разрушения фильтрационных корок используют специальные жидкости, которые прокачивают в скважину перед тампонажным раствором. Такие жидкости обычно называют *буферными*, так как они отделяют промывочную жидкость от тампонажного раствора.

Организация процесса цементирования скважин. Вблизи устья скважины цементировочные агрегаты и цементно-смесительные машины расставляют и обвязывают с устьем скважины в соответствии с ранее разработанной схемой.

Цементировочные агрегаты располагают таким образом, чтобы их мерные емкости находились как можно ближе к устью. Агрегаты должны быть поставлены горизонтально и на расстоянии примерно 1 м друг от друга для свободного прохода между ними (рис. 10.17). Между двумя агрегатами устанавливают одну цементно-смесительную машину.

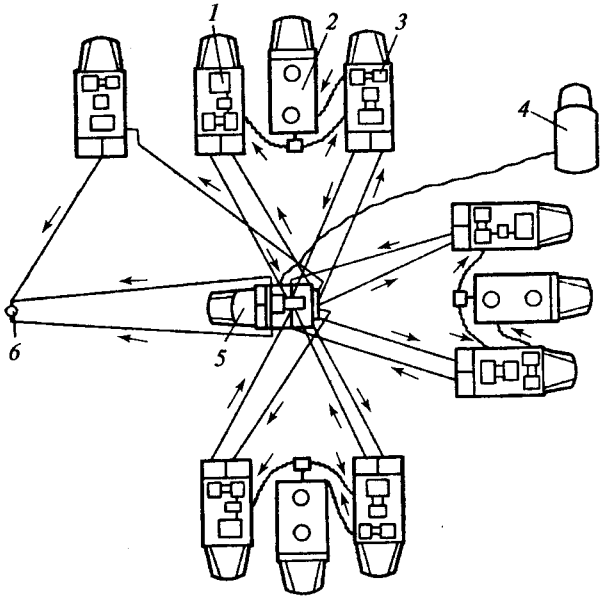


Рис. 10.17. Типовая схема размещения и обвязки цементировочной техники:

1, 3 — цементировочные агрегаты ЦА-320; ЦА-320М соответственно; *2* — цементно-смесительная машина СМН-20; *4* — станция контроля цементирования; *5* — блок манифольда 1БМ-700; *6* — цементировочная головка

От нее подают изготовляемый цементный раствор в приемный мерник, из которого цементный раствор закачивается цементировочными агрегатами в скважину.

Литература

1. *Боголюбский К. А., Соловьев Н. В., Букалов А. А.* Практикум по курсу промывочные жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики.— М.: МГРИ, 1991.
2. *Вагин Н. А., Голиков С. И.* и др. Новые технологические средства для сооружения и ликвидации гидрогеологических скважин.— М.: МПР РФ, 1999.
3. *Волков А. С., Тевадзе Р. Н.* Тампонирование геологоразведочных скважин.— М.: Недра, 1986.
4. *Ивачев Л. М.* Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин.— М.: Недра, 1989.
5. *Калинин А. Г., Ошкордин О. В., Питерский В. М., Соловьев Н. В.* Разведочное бурение.— М.: Недра, 2000.
6. *Кравцов Б. Ф., Руденко А. П.* О классификации зон поглощений жидкости в скважинах при колонковом разведочном бурении. Вопросы промывки и крепления скважины.— М.: Союзгеотехника, 1984.
7. *Середа Н. Г.* и др. Спутник нефтяника и газовика.— М.: Недра, 1986.
8. *Соловьев Н. В.* Промывочные жидкости и тампонажные смеси. Учеб. пособ. по курсовому проектированию для системы дистанционного оборудования.— М.: Изд-во МГГА, 2000.
9. *Яковлев А. М.* и др. Оперативное тампонирование геологоразведочных скважин.— М.: ВИЭМС, 1988.

ГЛАВА 11
НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

11.1. Естественное искривление скважин

Искривление ствола скважины подразделяется на два вида: естественное и искусственное. Естественным называют самопроизвольное отклонение ствола от своего проектного направления, искусственным — принудительное искривление ствола в заранее заданном направлении с помощью специальных технических средств — отклоняющих компоновок низа бурильной колонны. Последнее может происходить также в произвольном направлении, как, например, при зарезке нового ствола на больших глубинах.

На естественное и искусственное искривления ствола оказывает влияние большой комплекс факторов, характеризующих геологические условия, технику и технологию бурения скважин. Эти факторы в одних случаях могут увеличивать искривление скважины, в других — уменьшать, а в третьих — взаимно компенсировать друг друга и не оказывать влияния на него. Поэтому знание характера влияния этих факторов, механизма и основных закономерностей искривления ствола имеет важное значение при проектировании и бурении наклонно направленных скважин с высокими качественными и технико-экономическими показателями.

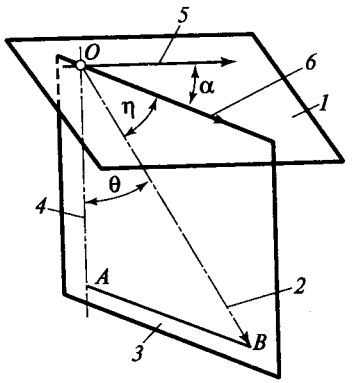


Рис. 11.1. Элементы, определяющие пространственное положение скважины:

1 — горизонтальная плоскость; *2* — ось скважины; *3* — плоскость оси скважины; *4* — вертикаль; *5* — направление начала отсчета; *6* — направление проводки скважины; θ — зенитный угол; α — азимутальный угол; η — угол наклона скважины (90° – θ)

Ось любой скважины, будь она вертикально или наклонно заданной, в процессе бурения отклоняется от своего проектного направления, т. е. скважина искривляется, поэтому встречающийся иногда в литературе термин «вертикальная скважина» является неточным.

Искривлением буровой скважины в данной точке называют отклонение ее от вертикали и направление этого отклонения относительно стран света. Искривление скважин в данной точке *O* характеризуется двумя углами: углом искривления θ и азимутальным углом α (рис. 11.1).

Угол искривления (зенитный угол) θ — угол между касательной к оси ствола скважины в точке замера и проекцией этой касательной на вертикальную плоскость. Угол, равный 90° – θ, называют углом наклона скважины и обозначают η. Угол наклона — это отклонение оси ствола скважины от горизонтали.

Азимутальный угол (азимут скважины) α — угол, измеряемый в горизонтальной плоскости между принятым направлением начала отсчета и проекцией на горизонтальную плоскость касательной к оси ствола в точке замера. В зависимости от принятого начала отсчета азимут может быть истинным, магнитным или условным.

Если азимутальное направление постоянно, то наблюдается плоскостное искривление ствола скважины. Если же постоянно изменяются как зенитный угол, так и азимут направления, то в этом случае наблюдается пространственное искривление ствола скважины.

Непроизвольно искривленными скважинами называют все вертикально или наклонно заданные с поверхности скважины, характеризующиеся искривлением.

К искусственно искривленным относят скважины, которые бурят по заданному профилю. Такие скважины могут быть наклонными, плоско искривленными и реже пространственно искривленными. В теории и практике бурения понятие «искривление» применимо при изучении причин и механизма искривления скважин.

Практически все скважины искривляются в пространстве, при этом меняются азимут и зенитный угол, т. е. происходит общее искривление под некоторым углом β.

Общее искривление выражается уравнением

$$\cos\beta = \cos\theta_0 \cos\theta_1 + \sin\theta_0 \sin\theta_1 \cos\Delta\alpha, \qquad (11.1)$$

где θ_0 и θ_1 — зенитные углы соответственно в начале и в конце данного пройденного интервала; $\Delta\alpha$ — разность между величинами азимутальных углов, замеренных в конце (α_1) и в начале (θ_0) данного интервала ($\Delta\alpha = \alpha_1 - \alpha_0$).

В настоящее время в буровой технике и науке бытует много устаревших понятий, терминов и определений. Допустимы неточности и в терминологии по искривлению скважин.

Так, кривизной в бурении называют угол наклона скважины на данном интервале, в то время как в математике кривизной называют предел отношения угла поворота касательной по дуге к длине этой дуги, т. е. приращение угла на каком-то определенном криволинейном участке. В то же время приращение угла в бурении характеризуется интенсивностью искривления. Безусловно, математическое определение кривизны более соответствует истине, так как действительно и в бурении искривление ствола за какой-то промежуток времени и в пространстве характеризуется приращением угла на определенных отрезках ствола скважины. Следовательно, кривизной скважины называют приращение угла искривления на определенном криволинейном участке.

Другие определения и термины, по мнению многих исследователей, нужно трактовать следующим образом:

— *апсидальная плоскость* — вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси скважины в точке проведения замера;

— *зенитное искривление* — изменение зенитного угла между двумя точками замеров;

— *азимутальное искривление* — изменение азимута скважины на участке между точками замеров, т. е. разность азимутов, измеренных в этих точках;

— *общий или пространственный угол искривления* — угол между двумя касательными, проведенными к оси ствола в точках замеров, лежащих в плоскости искривления скважины. В этом случае принято допущение, что ось ствола скважины на участке между замерами представляет собой плоскую кривую, а само искривление — бесконечно малое число плоских кривых, повернутых относительно друг друга на некоторый угол;

— *интенсивность искривления* — величина, характеризующая степень искривления ствола и равная отношению приращения угла искривления к расстоянию между точками замеров по оси скважины;

— *выполаживание ствола скважины* — отклонение его в сторону горизонтальной плоскости;

— *выкручивание ствола скважины* — отклонение его в сторону вертикальной оси.

Искривление буровых скважин обусловлено различными факторами, основными из которых являются *геологические, технологические и технические.*

Влияние геологических условий сводится в основном к тому, что при бурении в породах, различных по физико-механическим свойствам, определяющим их буримость, скорость разрушения пересекаемых пород в отдельных точках забоя различна.

К основным геологическим условиям, которые вызывают искривление скважины, относят: слоистость, сланцеватость, трещиноватость, анизотропность горных пород, перемежаемость пород различной твердости и степень наклона пластов к горизонту, пористость, зоны и участки мягких несцементированных или сильно разрушенных пород, различного рода дизъюнктивные нарушения, пустоты, твердые включения в мягких несцементированных породах и т. д.

Технологические условия связаны со способами и режимами, применяемыми при бурении. Они в основном определяются осевыми нагрузками на забой и частотой вращения породоразрушающего инструмента, которые ведут к неравномерной разработке стенок скважины и разрушению забоя. В свою очередь, неравномерная разработка элементов скважины вызывает увеличение сил, отклоняющих низ бурильного инструмента от ее оси, и уменьшение механических скоростей бурения.

К основным технологическим условиям, ведущим к искривлению ствола скважины, относят в основном неравномерность разбуриваемости ее стенок, силы, действующие на них бурильного инструмента, и некоторые другие факторы.

Неравномерная разработка стенок скважин относится ко всем видам бурения и связана с тем, что породы, слагающие их, различны по своему минералогическому составу и, следовательно, в разной степени сопротивляются воздействию на них режущих частей породоразрушающего инструмента.

Бурение шарошечными долотами характеризуется большей степенью разработки стенок скважины. При этом чем мягче порода и больше величина зубьев шарошек, тем больше диаметральная разбуриваемость стволов скважин. При бурении шарошечными штыревыми долотами в твердых породах разбуриваемость стенок, а следовательно, и величина искривления скважин значительно понижаются.

Ниже перечислены *основные технические условия*, вызывающие образование увеличенных зазоров между стенками скважины и низом бурильного инструмента и приводящие к искривлению ее ствола.

1. Бурение скважин бурильной компоновкой с эксцентрично навинченным породоразрушающим инструментом или переводниками. При этом несоосность инструмента в скважине ведет к интенсивному разбуриванию стенок. Величина эксцентриситета в этом случае определяет степень разбуривания.

При бурении погнутыми ведущими трубами, особенно в мягких породах, наблюдается усиление разработки стенок скважины.

2. Использование бурильного инструмента несоответствующих конструкций, особенно при смене диаметра скважины. При переходе с большого диаметра на меньший, если применить обычную компоновку низа бурильного инструмента, ствол меньшего диаметра может быть забурен эксцентрично.

3. Применение бурильного инструмента несоответствующих конструкций при расширении ствола скважины также может привести к отклонению ее ствола от требуемого направления.

4. Неправильная установка бурового станка. При бурении вертикально заданных скважин небольшой перекос его во время монтажа может привести к неправильному забуриванию скважины.

Подобные начальные отклонения оси скважины часто встречаются при бурении как вертикально, так и наклонно заданных скважин. При этом отклонения могут быть различными, а направление носит случайный характер.

5. Неправильная установка направляющей трубы или кондуктора и плохо отцентрированные и закрепленные обсадные трубы (направление или кондуктор) также могут вызвать отклонение оси скважины в самом начале бурения.

6. К другим техническим условиям, способствующим возникновению искривления, относится бурение компоновками бурильного инструмента, не соответствующими данным условиям по длине, компоновками заниженных поперечных размеров, а также породоразрушающими затупившимися инструментами или не соответствующими по конструкции проходимым породам и некоторые другие.

Таким образом, вытекают следующие выводы:

— Основная причина, непосредственно вызывающая искривление вертикально заданных скважин,— неравномерная разработка площади забоя в разных направлениях, что приводит в процессе бурения к смещению его в пространстве. В отношении наклонно заданных скважин такой причиной искривления является неравномерная разработка площади забоя по коружности и стенок скважин в призабойной зоне.

— Неравномерное разрушение стенок наклонно проходимых скважин в призабойной зоне вызывается действием веса бурильного инструмента.

— Необходимое условие, которое приводит к искривлению скважины,— несовпадение оси низа бурильного инструмента с осью скважины под действием отклоняющего усилия. Последнее возникает в нижней части бурильного вала при взаимодействии в основном изгибающих (от совместного действия центробежных сил и усилий веса) и скручивающих (от передачи вращательного момента породоразрушающему инструменту на забое) сил.

— Геологические условия — основная причина, вызывающая искривление вертикально заданных скважин.

— Технические условия хотя и не приводят непосредственно к неравномерному разрушению забоя скважины, но весьма существенно влияют на величину и характер отклонения ее ствола от заданного направления.

Практика буровых работ показывает, что интенсивность искривления скважин зависит в основном от степени разбуривания ствола скважины: чем оно больше, тем больше возможностей проявления тех или иных условий для неравномерного разрушения ее забоя.

В процессе проходки скважины низ бурильного инструмента благодаря своему сравнительно свободному положению в стволе будет стремиться стать перпендикулярно плоскости забоя. Однако из-за несовпадения центра тяжести колонны бурильных труб с центром вращения колонна при вращении описывает окружность и ведет себя как конический маятник. Стенки скважины начинают разбуриваться, причем разбуриваемость будет тем значительнее, чем больше времени затрачивается на единицу проходки и чем мягче порода. По мере углубления скважина из прямолинейной становится криволинейной с определенным радиусом искривления, обусловленным в основном положением низа оси бурильного инструмента по отношению к оси скважины.

Величина отклонения этих осей друг от друга и определяет главным образом интенсивность искривления ствола, которая зависит от разбуриваемости стенок скважины.

Разработка стволов обусловлена углом встречи оси бурильного инструмента с плоскостью напластования пород. Особенно велико это различие при разбуривании сильно анизатропных пород, например различного рода сланцев.

Основная закономерность искривления скважин — приобретение ими при бурении определенных направления и положения в пространстве под влиянием тех или иных условий. Другой не менее важной закономерностью является изменение интенсивности искривления скважин в зависимости от действия ряда факторов.

Исходными данными для выявления закономерностей и интенсивности искривления скважин служат замеры зенитных и азимутальных углов. Чтобы этими данными можно было пользоваться и сравнивать их, замеры по всем скважинам следует проводить на одинаковых глубинах и через равные (одинаковые для всех скважин) интервалы.

В соответствии с законом больших чисел увеличение объема совокупности наблюдений или замеров приводит к получению более точных результатов. Учитывая, что данные по измерению искривления скважин изменяются в широких пределах, для выявления интересующих нас зависимостей необходимо иметь замеры не менее чем по 5—10 скважинам для каждой группы скважин, пройденных в сравнительно одинаковых геолого-технических условиях. При выявлении закономерностей для участков или месторождений в целом необходимо иметь замеры по большому числу скважин в зависимости от сложности и изменчивости условий их проходки. В простых, выдержанных по всему участку или месторождению условиях достаточно замеров по 10—15 скважинам, для более сложных меняющихся условий это число должно быть не менее 20—25.

Анализ зависимости между прямыми (интенсивность искривления скважин) и косвенными (глубина или угол наклона скважин) показателями позволяет получить обобщенные данные об искривлении скважин, что имеет большое значение для определения закономерностей этого процесса. При этом нужно учитывать следующее:

— искривления скважин характеризуются определенными закономерностями, которые для разных месторождений различны;

— интенсивность искривления в основном зависит от степени разбуривания стенок скважины в процессе бурения;

— степень разбуривания стенок скважин зависит от выбранного технологического режима. Оптимальному технологическому режиму, т. е. правильно выбранным осевой нагрузке, частоте вращения породоразрушающего инструмента, расходу промывочной жидкости, соответствует меньшая степень разбуривания стенок скважины и, следовательно, меньшая интенсивность искривления;

— интенсивность искривления зависит также от жесткости низа бурильного инструмента: чем он жестче, тем меньше темп искривления скважин;

— при равных условиях скважины большого диаметра искривляются меньше, чем меньшего;

— интенсивность искривления зависит от частоты воздействия геологических факторов и угла наклона скважины к горизонту на данном интервале бурения;

— в закономерном наборе зенитного угла большую роль играет угол падения пород: чем он больше, тем больше интенсивность искривления скважин заданных с поверхности под одним и тем же углом;

— угол встречи, под которым породоразрушающий инструмент (ось инструмента) встречает плоскость напластования пород, также закономерно влияет на характер искривления; для разных пород критический угол встречи будет различным;

— интенсивность искривления зависит главным образом от частоты действия геологических факторов;

— при малых зенитных углах угол встречи оказывает большое влияние на направление искривления скважин: при углах встречи до 15° скважины подвержены сильному азимутальному искривлению, при углах встречи 15—20° и больше скважины искривляются преимущественно по восстанию пересекаемых пород;

— при переходе из пород легкобуримых в твердые или наоборот иногда происходят незакономерные искривления скважин в горизонтальной плоскости;

— при зенитных углах 0—20° преобладает влияние геологических факторов, а свыше 20° — технологических условий, и скважины искривляются в горизонтальной плоскости вполне закономерно;

— азимутальные и зенитные углы характеризуют искривление скважины в пространстве, поэтому между ними наблюдается определенная зависимость, тоже связанная с геологическими и технологическими условиями;

— чем интенсивнее увеличение численных значений зенитного угла, тем выдержаннее направление искривления;

— кроме интенсивности искривления, на направление искривления ствола скважины влияет величина зенитного угла в данном интервале. При зенитном угле до 20—25° происходит относительно большая стабилизация азимутального направления при той же интенсивности увеличения зенитного угла;

— направление искривления скважин, пробуренных на синклинальных и антиклинальных складках, различно: Так, в пределах синклинали стволы скважины отклоняются в основном вверх по восстанию крыльев складки, а в пределах антиклинали — вверх по падению, если складка пологая. При крутых крыльях скважины отклоняются вниз по падению крыльев и реже параллельно осевой плоскости складок;

— скважины при всех видах вращательного бурения искривляются азимутально как вправо, так и влево;

— направление и интенсивность искривления скважин определяются их положением по отношению к падению и простиранию пород, физико-механическим свойствам отложений, величиной угла встречи оси низа бурильного инструмента с плоскостью напластования пород и направлением вращения породоразрушающего инструмента.

Таким образом, искривление скважин носит закономерный характер, зависящий прежде всего от геолого-структурных условий бурения и физико-механических свойств буримых пород.

Получение достоверных данных о закономерностях искривления скважин имеет большое практическое значение, так как позволяет решать при выполнении буровых работ следующие основные задачи:

✓ сооружать скважины с минимальными затратами средств;

✓ определять реальные нормы искривления проектируемых скважин и значений начальных углов их заложения;

✓ контролировать пространственное положение проходимых скважин;

✓ строить профили пробуренных скважин, геологические разрезы и карты.

11.2. Направленное и многозабойное (многоствольное) бурение скважин

В зависимости от назначения скважин и применяемого способа бурения пространственное положение и характер их трасс могут быть различными. Выделяют близкие к вертикальным наклонные и горизонтальные скважины, одноствольные и многоствольные (с ответвлениями дополнительных стволов от основного или кустовым, веерным бурением нескольких стволов из одного устья).

Как правило, при разведке месторождений бурят не одиночную скважину, а их закономерно организованную совокупность, так как задачей технологии разведочного бурения является формирование пространственной сети разведочных пересечений со строго заданными параметрами. Обеспечение параметров разведочной сети — сложная технологическая задача, обусловленная тем обстоятельством, что в процессе бурения скважины меняют первоначально заданное направление, искривляются под действием различных геолого-технических или технико-технологических факторов.

Технологическую проблему, связанную с обеспечением необходимого пространственного положения трасс скважин, называют технологией направленного бурения.

В направленном бурении условно можно выделить два класса технологических задач: задачу стабилизации трассы скважины и задачу ее коррекции (изменения их направления, включая и отбурку дополнительных стволов). Стабилизация трассы заключается в поддержании либо заданного направления, либо прогнозной криволинейной траектории скважины. Коррекция трассы — изменение направления, уменьшение или увеличение интенсивности искривления для исправления уже допущенных сверхнормативных отклонений ее от проектного положения, местного (локального) сгущения разведочной сети, обхода места ликвидируемой аварии в других случаях.

Обе эти технологические задачи направленного бурения решаются двумя основными методами: использованием закономерностей естественного искривления и искусственным искривлением — принудительным изменением положения трассы скважины в одной точке или на некотором ограниченном отрезке ее длины.

Степень и характер искривления скважины в процессе бурения оценивают параметрами интенсивности искривления. На практике, как правило, отдельно оценивают интенсивность зенитного искривления (величина изменения значения зенитного угла θ на единицу длины ствола скважины) и интенсивность азимутального искривления — приращения азимута α на единицу длины ствола.

Интенсивность зенитного искривления i_θ (град/м) рассчитывают по формуле

$$i_\theta = \frac{\Delta\theta}{\Delta L}, \qquad (11.2)$$

где $\Delta\theta$ — приращение зенитного угла, град; ΔL — интервал оценки интенсивности искривления, м.

Интенсивность азимутального искривления i_α (град/м) рассчитывают аналогично:

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha}{\Delta L}, \qquad (11.3)$$

где $\Delta\alpha$ — приращение азимута.

Определение интенсивности полного искривления i_β (град/м) имеет практическое значение с точки зрения оценки технологической безопасности кривизны скважины, поскольку опыт говорит о возможности аварий, обусловленных чрезмерной кривизной ствола скважин:

$$i_\beta = \frac{\Delta\beta}{\Delta L}, \qquad (11.4)$$

где $\Delta\beta$ — приращение полного угла искривления в интервале оценки, град.

В качестве вспомогательной характеристики искривления скважины используют радиус кривизны R:

$$R_\theta = \frac{57{,}3}{i_\theta}; \qquad (11.5)$$

$$R_\alpha = \frac{57{,}3}{i_\alpha}; \qquad (11.6)$$

$$R_\beta = \frac{57{,}3}{i_\beta}, \qquad (11.7)$$

где R_θ, R_α, R_β — соответственно радиусы кривизны кривых, отражающих вертикальную и горизонтальную проекции трассы скважины и радиус искривления трассы скважины в пространстве.

В зависимости от величины и характера изменения зенитных и азимутальных углов скважины условно делят на вертикальные ($\theta = 0 \pm 5°$), горизонтальные ($\theta = 90 \pm 5°$) и наклонные, занимающие промежуточное положение между скважинами первого и второго типов. Часто забуренная вертикальной, с некоторой глубины, скважина занимает

наклонное положение, а в отдельных случаях (при бурении вдоль нефтегазоносного пласта) переходит и в горизонтальное.

По мере проходки скважины ее траектория (положение трассы в пространстве) может становиться более пологой (θ возрастает — трасса выполаживается) или более крутой (θ уменьшается — выкручивается скважина).

Положение скважины в пространстве определяется посредством инклинометрических измерений. *Инклинометрия* — один из методов геофизических исследований скважин, реализуемый с помощью специальных приборов — инклинометров, фиксирующих направление векторов напряженности магнитного или гравитационного поля Земли, имеющих стабильное положение в пространстве.

Чувствительными элементами инклинометров, фиксирующих направление силы тяжести относительно оси скважины и регистрирующих зенитный угол θ, могут служить механический отвес, шарик, свободно перемещающийся по кольцевому желобу или сферической поверхности, уровень жидкости или пузырек воздуха в сферическом или кольцевом жидкостном уровне.

Направление вектора магнитного поля фиксируют инклинометрами с магнитной стрелкой. В ферромагнитных средах, искажающих направление вектора магнитного поля (при разведке магнетитовых железных руд), используют гигроскопические приборы.

В организационном отношении выделяют оперативный контроль пространственного положения скважины, выполняемый силами буровой бригады, и плановые инклинометрические исследования, осуществляемые геофизической службой. Приборы для оперативного контроля положения скважины в пространстве отличаются простой конструкцией и несложной методикой применения. Как правило, это одноточечные приборы, позволяющие произвести одно измерение за один спуск прибора в скважину.

Положение чувствительного элемента в момент замера в таких приборах фиксируется механическим путем — чаще всего арретиром часового механизма. Типичным прибором такого класса является инклинометр ОК-4ОУ, предназначенный для измерения параметров положения оси скважины в пространстве на глубинах до 2000 м и при диаметре не менее 46 мм.

Институтом ВИТР создан прибор для многоточечного контроля МТ-1, предназначенный специально для использования в направленном бурении. В нем использован фотографический способ регистрации показаний и электронная схема управления, позволяющая использовать прибор в автономном автоматическом режиме управления с поверхности без электрической связи забоя с поверхностью. Упрощенная кинематическая схема чувствительного элемента прибора МТ-1 представлена на рис. 11.2.

Для измерения азимутов и зенитных углов скважины инклинометр снабжен магнитной стрелкой и отвесом, закрепленными на эксцентричной апсидальной рамке. Магнитная стрелка *2* вращается на оси *1*,

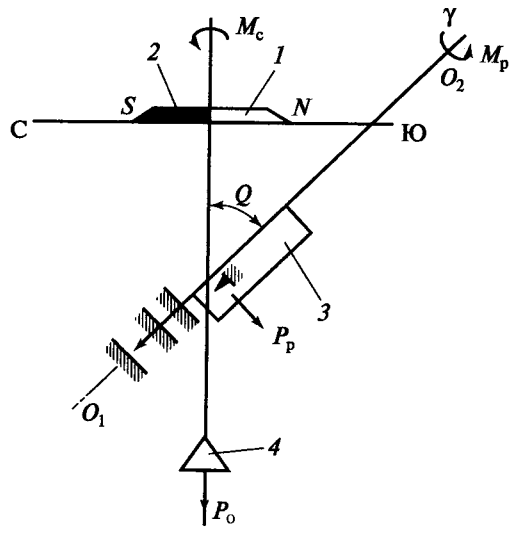


Рис. 11.2. Упрощенная кинематическая схема чувствительного элемента МТ-1

жестко связанной с отвесом *4* , который установлен на апсидальной рамке *3*.

При спуске инклинометра в скважину рамку устанавливают вдоль ее оси $O_1 — O_2$. Под действием момента, равного $M_p = (P_p + P_o) r_y \sin\theta \sin\gamma$ (P_p — вес эксцентричного груза рамки; P_o — вес отвеса; r_y — плечо результирующей двух сил P_p и P_y; γ — угол поворота рамки), рамка принимает такое положение, при котором ее плоскость совпадает с апсидальной плоскостью скважины в точке замера.

Магнитная стрелка под действием момента $M_c = mH \sin\varphi$ (m — магнитный момент стрелки; H — горизонтальная составляющая магнитного поля; φ — угол закручивания стрелки) совместится с направлением магнитного меридиана. Отвес устанавливают по направлению силы тяжести Земли. Отвес и магнитная стрелка снабжены отсчетными шкалами.

В автоматическом режиме фотографирование шкал магнитной стрелки и отвеса производится через 2,5 мин в режиме управления — при остановке спуска инклинометра в скважину продолжительностью не менее 1 мин. Режим движения (остановки продолжительностью 1 мин) является «запрещающим» для срабатывания фоторегистратора. Все измерительные узлы прибора МТ-1 размещены в цилиндрическом корпусе, заполненном кремнеорганической жидкостью ФПМС-5, демпфирующей механические помехи и обладающей способностью световода.

Приборы для полного измерения искривлений скважины подразделяют на работающие в немагнитных или слабомагнитных (диамагнитных) и ферромагнитных средах. Инклинометры для диамагнитных

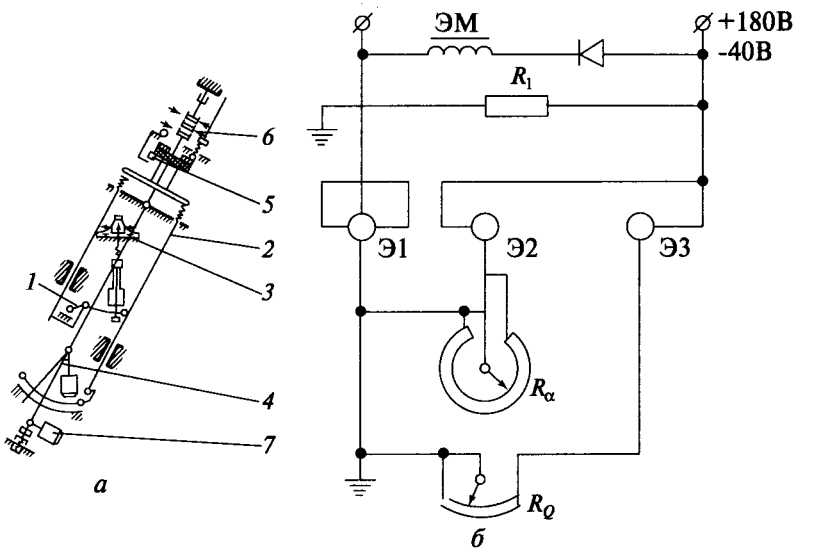


Рис. 11.3. Схема устройства электромеханических инклинометров типа МИ-30 (УМИ-25) и МИР-36:

а — кинематическая схема чувствительного элемента; *б* — принципиальная электрическая схема

сред — это электромеханические компасы МИ-30 и МИР-36, имеющие аналогичное устройство. Для оперативного контроля инклинометр МИ-30 можно опускать внутрь колонны бурильных труб с проходным отверстием не менее 34 мм и выполнять измерения в немагнитных трубах, которые входят в комплекты ССК и КССК. Кинематическая схема чувствительного элемента инклинометров данного типа представлена на рис. 11.3, *а*.

Датчик инклинометра размещен в свободно вращающейся рамке, ось которой совмещена с осью прибора. Центр тяжести рамки не совпадает с осью ее вращения вследствие наличия дебаланса *7*, благодаря которому рамка и датчик всегда занимают в наклонной скважине устойчивое положение, фиксирующее апсидальную плоскость.

Отвес магнитной стрелки компаса *5* располагает магнитную стрелку в горизонтальной плоскости. При подаче сигнала через коллектор *2*, арретиры *1* и *4* фиксируют положение магнитной стрелки и отвеса *6*. Чувствительный элемент *3* показывает значение угла, лежащего в плоскости, перпендикулярной оси прибора, между плоскостью искривления и плоскостью симметрии отклонителя. Электрическая схема инклинометра данного типа представлена на рис. 11.3, *б*.

В ферромагнитных средах применяют гироскопические инклинометры ИГ-36, чувствительным элементом которых является гирокомпас, принцип действия которого основан на регистрации направления вектора кореолисова ускорения, возникающего вследствие ориен-

тированного в пространстве вращения Земли. Быстровращающийся маховик, помещенный в рамку с двумя степенями свободы, всегда устанавливает плоскость своего вращения в плоскости географического меридиана, т. е. работает по тому же принципу, что и известный в физике маятник Фуко. Других принципиальных особенностей устройство гироскопических инклинометров не содержит.

Направленное бурение на основе закономерностей естественного искривления включает в себя последовательное решение следующих задач:

✓ проектирование трасс скважин;

✓ оценку вероятности проведения трассы скважины по проектной траектории;

✓ выбор способов и средств стабилизации и коррекции трасс скважин.

В проектировании трасс скважин наиболее распространен метод типовых профилей, предварительно рассчитываемых по статистически усредненным значениям интенсивности искривления, характерных для данного месторождения и данной технологии проходки скважин.

С этой целью данные инклинометрии заносят в таблицы и рассчитывают для каждого интервала инклинометрических исследований (каждой последующей точки замеров) приращение горизонтального смещения забоя:

$$\Delta\chi_{\text{п}} = (l_{\text{п}} - l_{\text{п}-1}) \sin \frac{\theta_{\text{п}} + \theta_{\text{п.г}+1}}{2}, \qquad (11.8)$$

где $l_{\text{п}}$, $l_{\text{п}-1}$ — глубина последующего и предыдущего замеров; $\theta_{\text{п}}$, $\theta_{\text{п}+1}$ — значения зенитного угла в точках замера.

Для построения горизонтальной проекции трассы скважины (рис. 11.4, *а*) через точку *А*, обозначающую ее устье, проводят прямую с азимутом α и откладывают на ней отрезок *А — 1*, равный $\Delta\chi_1$. Через точку *1* проводят прямую *1—F* с азимутом α_2 и откладывают на ней отрезок $\Delta\chi_2$. Далее построение таким же образом повторяют для всех других точек инклинометрических замеров. Соединение точек *А*, *1*, *2* и других ломаной прямой дает упрощенное изображение горизонтальной проекции трассы скважины.

Для построения вертикальной проекции (профиля) трассы скважины через точки *А*, *1*, *2* и другие отсекают перпендикуляры на линию (линию разведочного профиля), отмечая на ней точки *О*, *I*, *II* ... *m*. Отрезки *О — I*, *О — II*, *О — m* представляют собой смещения забоя x_1, x_2, ... x_n по линии профиля *V—V*. Затем из точки *А* (рис. 11.4, *б*) описывают дугу радиусом *l* в соответствующем масштабе.

На расстоянии *x* параллельно вертикали *АВ* проводят прямую *а — а*, получая на пересечении ее дугой радиусом l_1 точку *1*. Из точки *1* проводят дугу радиусом $l_2 - l_1$ и на расстоянии x_2 проводят прямую *b — b* параллельно вертикали *АВ*. Пересечение дуги и прямой дает точку *2*. Подобным образом строят остальные точки, соединение которых дает вертикальный профиль скважины.

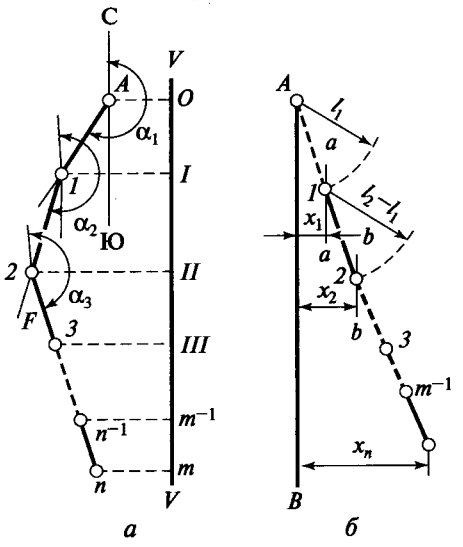


Рис. 11.4. Схема построения плана и профиля трассы скважины

Для выявления закономерностей искривления скважин их разбивают на группы по родству геотехнологических и технико-технологических условий бурения. Для каждой группы рассчитывают среднеарифметические *y* и среднеквадратичные σ значения величин зенитных и азимутальных углов или их приращений для определенных значений глубин бурения:

$$y = \frac{y_1 + y_2 + \ldots + y_n}{n}; \qquad (11.9)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i-1} (y_1 - y)^2}. \qquad (11.10)$$

При нормальном законе распределения среднее арифметическое характеризует наиболее вероятное значение случайной величины. Разброс значений случайной величины около среднеарифметического значения характеризуется среднеквадратичным отклонением.

Практический расчет проектной траектории скважины сводится к реализации ее магматической модели, отображающей статистическую зависимость зенитного угла длины ствола скважины:

$$\theta = \theta_0 + aL + \frac{bL^2}{2}, \qquad (11.11)$$

где θ_0 — зенитный угол забурки скважины; *a* и *b* — опытные коэффициенты; *L* — глубина бурения или текущее значение длины ствола скважины.

Оценка вероятности проведения скважины по проектной траектории основывается на выделении ширины доверительного интервала, в пределы которого будут попадать вновь буримые скважины с заданной доверительной вероятностью (0,9; 0,95; 0,99). При малом числе скважин доверительный интервал рассчитывают по критерию Стьюдента

$$t = \frac{y - d}{\sigma}, \qquad (11.12)$$

где d — погрешность среднего арифметического; y — искомая величина, лежащая внутри доверительного интервала.

Критерий t берут из таблиц, прилагаемым к инструкции по инклинометрам.

Тогда

$$d = y \pm t\sigma_y, \qquad (11.13)$$

где $\sigma_y = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$.

При числе скважин 25—30 ширину интервала определяют по правилу «трех сигм», согласно которому 99,7 % всех случайных величин будут попадать внутрь интервала $y + 3\sigma$, 95,4 % — внутрь интервала $y + 2\sigma$ и 68,3 % — внутрь интервала $y + \sigma$.

Если отклонению скважины величиной d в плоскости геологического разреза и между соседними разрезами предъявляются одинаковые требования, то границы поля допусков будут представлять собой квадрат или окружность (рис. 11.5)

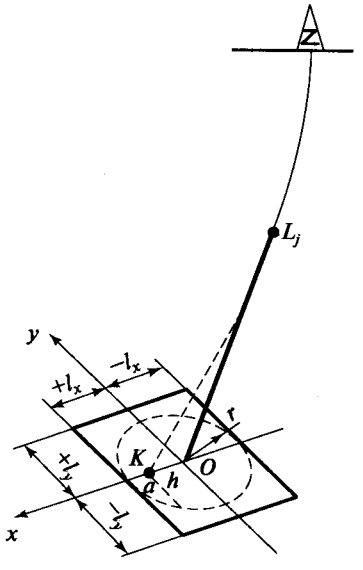


Рис. 11.5. Схема формирования полей допусков отклонения скважины от наиболее вероятного положения

Способы и средства направленного бурения с использованием закономерностей естественного искривления основываются главным образом на подавлении или активации действующих факторов искривлений путем увеличения или уменьшения жесткости скважинных компоновок.

С целью снижения интенсивности искривления применяют жесткие компоновки, составленные из толстостенных или двойных колонковых труб, а также центрированные колонковые наборы, оснащенные алмазными расширителями и центрирующими муфтами и переходниками, армированными твердым сплавом. При алмазном бурении снижению интенсивности искривления способствуют, как правило, уменьшение осевой нагрузки и увеличение частоты вращения снаряда. Применение гидроударников

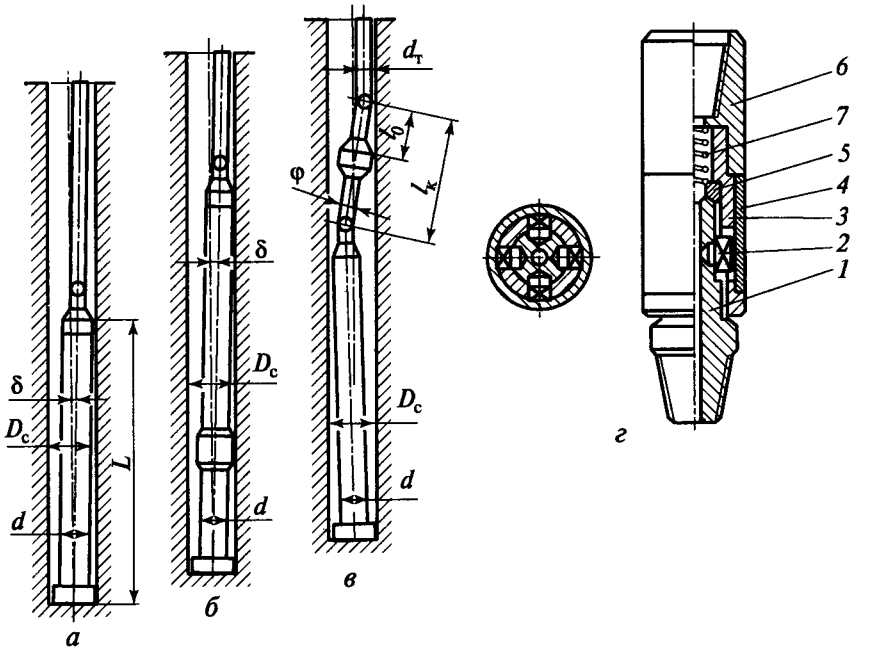


Рис. 11.6. Схема устройства шарнирных компоновок:
а — компоновка с опорой на коронку; *б* — компоновка с промежуточной опорой; *в* — шарнирная компоновка; *г* — шарнир

с любым породоразрушающим инструментом является наиболее эффективным средством стабилизации трасс скважин.

Для повышения интенсивности искривления применяют ступенчатые и шарнирные компоновки, увеличивающие перекос бурового инструмента в скважине (рис. 11.6). Ступенчатые компоновки с опорой на коронку (см. рис. 11.6, *а*) состоят из породоразрушающего инструмента и колонковой трубы меньшего на один размер диаметра. Алмазные коронки для таких компоновок имеют утолщенную матрицу.

Компоновка с промежуточной опорой (см. рис. 11.6, *б*) в меньшей степени зависит от закономерностей естественного искривления и с большей надежностью обеспечивает набор кривизны. Компоновки соединяются с бурильными трубами посредством шарнирных устройств (см. рис. 11.6, *а*, *б*, *в*). Шарнир (см. рис. 11.6, *г*) состоит из шарнирного пальца *1* с полусферическим торцом и четырьмя фигурными штифтами *2*, корпуса *3*, кожуха *4*, пяты *5*, подпружиненной пружиной *7*, и переходника *6*. Угол перекоса шарнирного пальца *1* составляет 60° при нормальном режиме бурения. На рис. 11.6, *г* представлен шарнир ШБ3-6 конструкции ЗабНИИ.

11.3. Технология и технические средства искусственного искривления и многозабойного (многоствольного) бурения скважин

Искусственное искривление скважин применяют чаще всего для коррекции трасс скважин с целью исправления технологического брака (грубых искажений разведочной сети), обхода мест аварий и отбурки дополнительных столов с целью локальных сгущений разведочной сети.

Все технические средства для искусственного искривления делят на следующие основные типы:

- ✓ одно- и двухшарнирные компоновки;
- ✓ клиновые отклонители стационарные (неизвлекаемые) открытого типа;
- ✓ клиновые извлекаемые закрытые отклонители однократного действия;
- ✓ клиновые извлекаемые отклонители однократного действия для отбурки стволов меньшего диаметра;
- ✓ конусно-клиновые извлекаемые отклонители многократного действия, обеспечивающие сохранение диаметра скважины при искривлении;
- ✓ бесклиновые скользящие отклонители непрерывного действия;
- ✓ бесклиновые скользящие забойноприводные отклонители непрерывного действия.

Отклоняющие клинья открытого типа обеспечивают искривление скважины без потери диаметра. Клинья закрытого типа требуют обязательного перехода на следующий меньший диаметр. Конструкция отклоняющего клина проста: состоит из клиновидного желоба, изготовляемого из труб или профильного железа и распорного узла. Угол скоса клина обычно составляет 2—3°. В клиньях закрытого типа отклонитель крепится в корпусе, изготовляемом из обсадных или колонковых труб.

Неизвлекаемые клинья, как правило, опираются в скважине на устройство, называемое «пробка-искусственный забой» и устанавливаемое в любой точке пробуренной скважины при отбуривании дополнительных стволов. Стационарные отклонители открытого типа КОС-44, КОС-57 и КОС-77 имеют в составе конструкции клин и распорное устройство *II* (см. рис. 11.7, *а*). Отклонитель опускается в скважину на бурильных трубах, присоединенных к клину через установочный патрубок двумя заклепками. При постановке клина на пробку-забой (см. рис. 11.7, *б*) срезается шпилька и он раскрепляется в скважине. Предварительно с помощью специального ориентатора желоб клина поворачивают в нужное направление — ориентируют.

Далее осевую нагрузку увеличивают до срезания двух заклепок, после чего бурильные трубы извлекают из скважины. Пробка-забой состоит из корпуса с тремя продольными прорезями-окнами, распорного конуса с направляющей и гидропривода. В окна корпуса введены плашки,

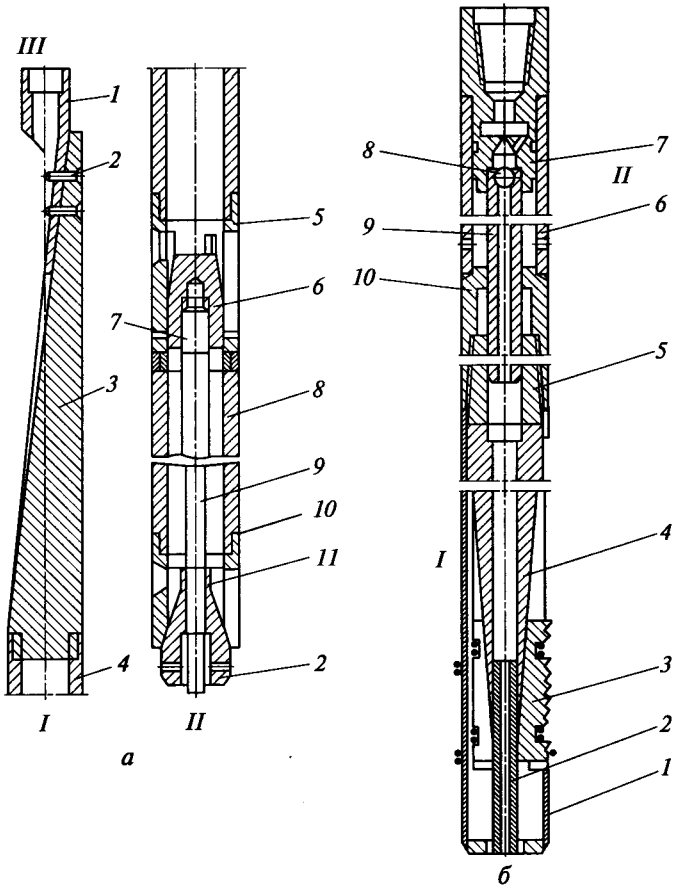


Рис. 11.7. Стационарный клин КОС:

а — стационарный клин типа КОС; *б* — пробка-забой конструкций ВИТР:
а: *1* — бурильные трубы; *2* — заклепки; *3* — клин; *4* — удлинитель; *5, 10* — раскрепляющие плашки; *6, 11* — верхний и нижний закрепляющие конусы; *7* — винт-шпилька; *8* — верхний патрубок; *9* — шток; *I* — клин; *II* — распорное устройство; *III* — установочный патрубок.
б: *1* — корпус пробки; *2* — направляющий стержень; *3* — конусные плашки; *4* — конус; *5* — переходник; *6* — корпус гидропривода; *7* — поршень; *8* — шариковый клапан; *9* — шток; *10* — втулка; *I* — пробка; *II* — гидропривод

опирающиеся на конус. Выдвижение плашек и фиксация пробки-забоя в скважине происходит при перемещении поршня и штока гидропривода под давлением промывочной жидкости, закачиваемой в колонну бурильных труб. Шток гидропривода воздействует на конус, который перемещается вниз, выталкивая из плашки наружу. Дополнительное усилие раскрепления обеспечивается осевой нагрузкой.

Примером клиновых извлекаемых отклонителей является СНБ-АС, созданный в Казахстане (рис. 11.8). Он состоит из корпуса *8*, к ко-

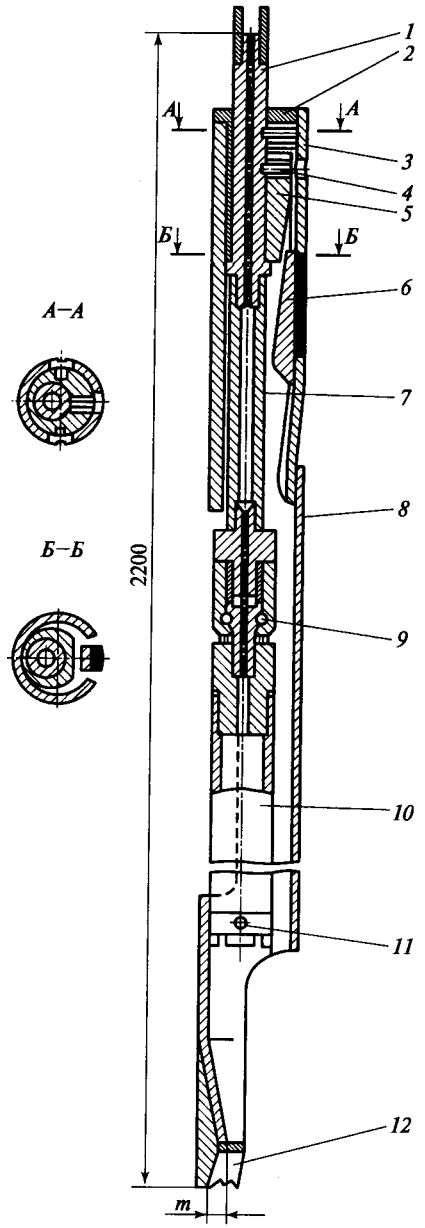


Рис. 11.8. Съемный отклонитель СНБ-АС Южно-Казахстанского геологического объединения

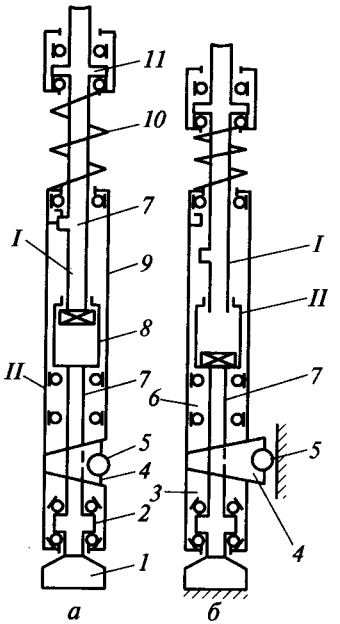


Рис. 11.9. Снаряд ТЗ-3:

а — в процессе ориентации до раскрепления; *б* — в фиксированном положении при бурении

торому присоединена эксцентричная втулка *2*, в которой срезным винтом *3* закреплен ниппель *1*. Со стороны скошенной части с башмаком *12* корпус имеет вырез. В нем размещена труба *10* с алмазной коронкой *11* и шарниром *9* отбурочного инструмента. В верхней части корпуса *8* также имеется вырез, в котором закреплена гибкая стальная полоса с приваренной к ней с внутренней стороны клиновидной плашкой *6*. Отбурочный инструмент состоит из ниппеля *1* с закрепленным на нем винтом *4* полуцилиндрическим распорным конусом *5*, промежуточного вала *7*, шарнира *9*, колонковой трубы *10*, алмазной коронки *11*.

Отклонитель после ориентации без вращения устанавливают на забой, под действием осевой нагрузки срезается винт и отбурочный снаряд опускается вниз до тех пор, пока полуцилиндрический распорный конус не расклинит клиновидную плашку до полного упора о стенку скважины, а конус заклинится о внутреннюю стенку корпуса, опирающегося на противоположную стенку скважины по отношению к плашке. После этого срезается отбурочный винт и отбурочный снаряд освобождается от закрепления и устанавливается коронкой непосредственно на забой скважины. Отклонение отбурочного инструмента от оси корпуса снаряда происходит в результате того, что колонковая труба опирается на скобе башмака, а шарнир изгибается при его перемещении непосредственно в вырезе корпуса.

Поскольку диаметр пилот-скважины значительно меньше диаметра основного ствола, требуется дополнительная проработка участка искривления специальными компоновками.

В настоящее время наиболее перспективными для геологоразведочного бурения являются отклонители непрерывно-периодического действия, обеспечивающие искривление скважин с естественного забоя с постоянной интенсивностью и без уменьшения диаметра. Наиболее широко используют снаряд ТЗ-3 («Табарган забайкальский»).

Принципиальная схема снаряда ТЗ-3 представлена на рис. 11.9, *а*. ТЗ-3 состоит из ротора *I*, соединенного с долотом *1*, и статора *II*. Ротор содержит два опорных узла: нижний *2* и верхний *11*, связанные с валом *7* и компенсирующей муфтой *8*. Статор оснащен нижним *3* и верхним *6* полуклиньями, ползуном *4* с опорными каретками, корпусом *9* и пружиной *10*.

При подаче осевой нагрузки на снаряд вал, сдвигаясь вниз, через муфту воздействует на ползун, прижимая его к стенке скважины (см. рис. 17.9, *б*). Катки (ролики) *5* внедряются в породу и при перемещении ползуна удерживают снаряд в заданной плоскости.

Работа такого отклонителя подобна действию одношарнирного отклонителя в фиксированной плоскости. Длина цикла непрерывна. Искривление снарядом ТЗ-3 составляет от 3 до 15 м. Набор кривизны колеблется в пределах 1° на 1 м. Бурение снарядом ТЗ проводится с промывкой водой или глинистым раствором. Техническая идея снаряда ТЗ-3 развита во многих конструкциях типа БСНБ-АС-73, СИБ-ИМР и др.

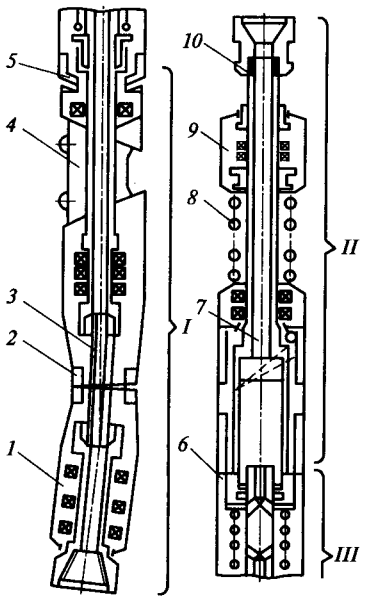


Рис. 11.10. Конструктивная схема отклоняющего комплекса «кедр»

Так же как и ТЗ-3, в ЗабНИИ разработан комплекс забойный «кедр» для искусственного искривления скважин диаметром 46, 59 и 76 мм. Комплекс обеспечивает интенсивность искривления от 0,2 до 1,5 град/м. Искривить скважину можно и с отбором керна с интенсивностью от 0,2 до 0,5 град/м. «Кедр» содержит отклоняющее устройство с регулируемым углом перекоса, распорное устройство (как у ТЗ-3), ориентирующее устройство в виде винтового механизма со свободно устанавливающимся в апсидальной плоскости скважины шариком, контрольное устройство точности ориентировано в виде датчика апсидального угла шарикового типа.

Все устройство забойного комплекса (рис. 11.10) скомпоновано в три сборочных узла: *I* — распорно-отклоняющий блок; *II* — ориентирующе-регистрирующий блок; *III* — шлицевой узел.

Распорно-отклоняющее устройство содержит нижний подпружиненный узел *1*, узел перекоса *2*, вал-ротор *3*, распорный механизм *4* и узел установки *5*. Отклоняющий узел выполнен в виде «кривого переводника» с регулируемым углом перекоса. К нижнему переводнику можно присоединять колонковую трубу.

Ориентирующе-регистрирующее устройство содержит узел блокировки *6*, ориентатор *7*, узел статорной пружины *8*, контрольное устройство *9* и верхний вал *10*. Ориентатор выполнен в виде шариково-винтового механизма, имеющего гидравлический канал связи с дневной поверхностью.

Устройство приводится в действие осевым перемещением ротора относительно статора отклонителя, при этом шарик свободно устанавливается в апсидальной плоскости. Работа устройства контролируется путем подачи гидравлических сигналов на дневную поверхность через поток промывочной жидкости. Устройство позволяет многократно ориентировать комплекс в течение одного цикла искривления скважины.

Забойный комплекс «кедр» позволяет выполнить искусственное искривление на больших глубинах и при использовании вязких буровых растворов, когда затруднено использование спускаемых ориентаторов, обеспечивает дохождение до забоя по шламу, прохождение по зауженным участкам ствола. Возможность регулирования интенсивности искривления в широких пределах позволяет использовать комплекс при всех видах разведочного бурения, в том числе комплексом ССК.

Результаты работ по эксплуатации отклонителей «кедр» показали, что по сравнению с аналогами достигаются более высокая производительность работ, точность и стабильность набора кривизны в скважинах глубиной до 1500 м. Отклонитель «кедр» имеет модификацию «кедр-ГБ», в котором изменена конструкция ориентира, что позволяет производить ориентирование забойного комплекса в скважине в диапазоне зенитных углов от 3 до 120° и производить работы по корректировке направлений горизонтальных и восстающих скважин.

Для геологоразведочного бурения в ЗабНИИ разработаны также отклонители на базе винтового забойного двигателя (ВЗД). В отличие от известных ОНД они снабжены забойным приводом вращения долота и поэтому позволяют производить искривление без вращения бурильной колонны. На базе ВЗД созданы два типоразмера отклонителей: ОД-76 с двигателем ДГ-70 (рис. 11.11) и ОД-59 с двигателем Д1-54. Оба забойных двигателя разработаны во ВНИИБТ. Отклонители на базе ВЗД можно применять в самых разнообразных геологических условиях для искривления скважины по плавной траектории или для забуривания дополнительных стволов от искусственных забоев в аварийных ситуациях или при бурении многоствольных скважин.

Отклонитель с двигателем Д1-54 выполнен в двух вариантах: с кривым переходником и с искривленным корпусом двигателя. Он предназначен для использования на небольших глубинах, так как двига-

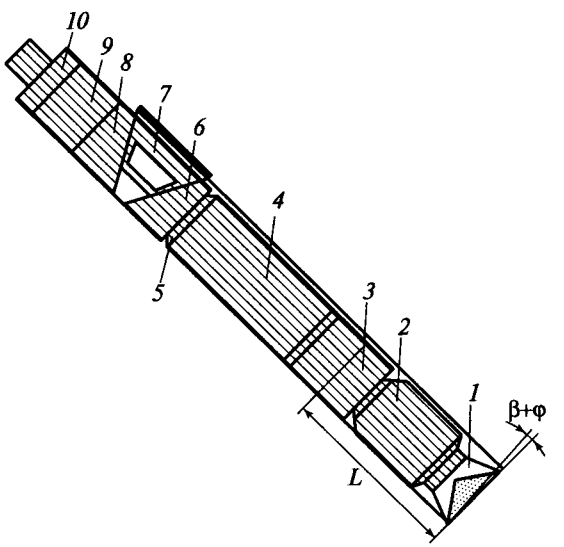


Рис. 11.11. Отклонитель ОД-76:

1 — долото; *2* — шпиндель; *3* — шарнирное соединение и механизм регулирования угла перекоса; *4* — ВЗД; *5* — шарнирный вал; *6* — нижний полуклин; *7* — ползун с катками; *8* — верхний полуклин; *9* — гидропривод ползуна; *10* — переходник

тель Д1-54 имеет невысокую мощность, а для его работы требуются достаточно большие для современных насосов давление и расход жидкости. Небольшая глубина использования позволила применить наиболее простой способ стабилизации отклонителя — за счет невращающейся колонны бурильных труб.

Конструкция отклонителя ОД-76 имеет отклоняющее устройство типа «кривой переходник» с регулируемым углом перекоса, рабочую пару двигателя ДГ-70 и распорное клиновое устройство скользящего типа. Устройство стабилизации направления искривления в виде выдвижного ползуна взаимодействует со стенкой скважины при помощи катков. Необходимое распорное усилие создается гидроприводом за счет давления промывочной жидкости над рабочим органом ВЗД.

Эффективность применения отклонителей любого типа во многом определяется правильной установкой их в скважине по отношению к необходимому направлению искривления скважины.

Конструкции ориентаторов весьма разнообразны. Как показывает практика, наиболее совершенны приборы типа «Курс», «Луч», ОБ-13 конструкции ВИТР и прибор ОЭ-15 конструкции объединения «Уралгеология». Приборы опускают внутрь бурильной колонны на одножильном проводе только на момент ориентации отклонителя.

Прибор «Луч» является прибором индикаторного типа и обеспечивает поиск апсидальной плоскости скважины по принципу «да — нет» с применением скважинного датчика диаметром 13 мм.

Устройство скважинного датчика показано на принципиальной электрической схеме (рис. 11.12).

В пульте управления размещены понижающий трансформатор ТУ1, контрольная лампа HLI, резисторы нагрузки R1, R2, R3, диоды VD1, VD2, сглаживающий фильтр, состоящий из конденсаторов C1, C2 и дросселя LI, который выделяет постоянную составляющую из пульсирующего тока. На отклонение стрелки прибора РА реагирует переменный резистор R4.

В датчике ориентатора размещены диоды VD4, BD3, переключатель SA1 с подвижным контактом, представляющим собой отвес

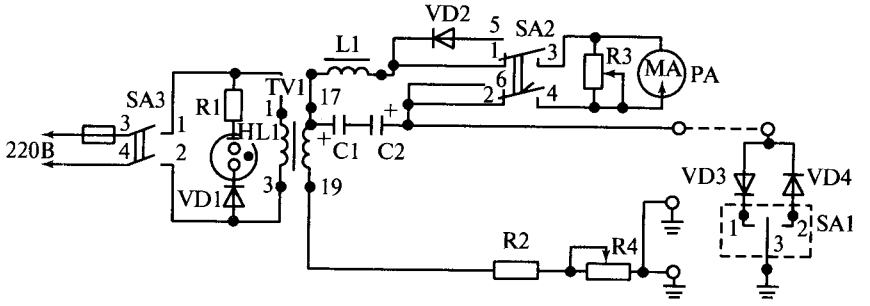


Рис. 11.12. Принципиальная электрическая схема пульта управления и скважинного ориентатора прибора «Луч»

(размещается в агатовых подпятниках), ось которого расположена вдоль оси прибора, но смещена относительно центральной части. Его конструкция позволяет поочередно замыкать его собственный контакт с одним из двух параллельных контактов корпуса, имеющих электрическую связь с диодами VD4, VD3. Замыкание контакта отвеса с тем или другим диодом приводит к отклонению стрелки миллиамперметра РА пульта в правую или левую сторону от нулевой позиции следующим образом. Переключатель SA1 имеет вид маятника, который может коммутировать цепь отвеса. Диоды VD4 и VD3 меняют направление протекания тока через нагрузку R1 и R2 в зависимости от замыкания контактов переключателей SA1.

Отклонитель на колонне бурильных труб опускают в скважину на заданную глубину. Пульт управления подключают к сети переменного тока напряжением 220 В, которое понижается трансформатором до 6 В и подается по проводу на ориентатор.

Ориентатор (скважинный датчик) под действием силы тяжести садится фигурным вырезом своего ловителя на шпонку в специальном переходнике, положение которой относительно желоба (плоскости искривления) устанавливают на поверхности в соответствии с так называемым *углом установки отклонителя*. После этого бурильная колонна медленно вращается по часовой стрелке с некоторым продольным расхаживанием, позволяющим снять ее закручивание.

При поворачивании колонны вокруг ее оси в зависимости от расположения отвеса и маятника ориентатора относительно апсидальной плоскости скважины стрелка микроамперметра на пульте прибора может находиться в четырех положениях:

1) отвес замыкает правый контакт SA1 и стрелка отклоняется вправо;

2) отвес переходит на левый контакт SA1 — стрелка находится в нулевом положении (такое положение сохраняется в пределах поворота на 180° — «длинный нуль»);

3) отвес продолжает замыкать левый контакт, а маятник SA1 — цепь отвеса, при этом стрелка прибора отклоняется влево;

4) отвес находится между правым и левым контактами маятникового размыкателя, при этом стрелка индикатора находится в нулевой позиции, сохраняющейся в пределах поворота колонны на 5—10°. Это положение, называемое «коротким нулем», соответствует установке отклонителя в заданное положение.

Особенностью ориентатора электрического ОЭ-15 (рис. 11.13) является то, что чувствительный элемент выполнен в виде шарнира, сблокированного с отвесом и под-

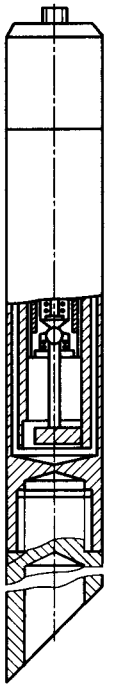


Рис. 11.13. Ориентатор электрический ОЭ-15 опытно-методической партии новой техники ПГО «Уралгеология»

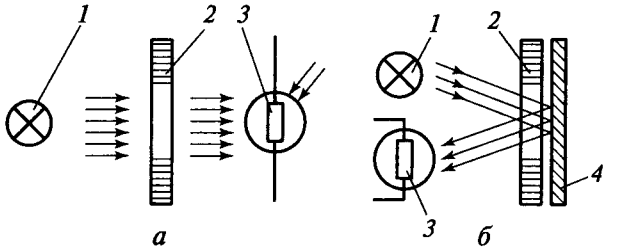


Рис. 11.14. Принцип действия оптоэлектронного преобразователя в проходящем (*а*) и отраженном (*б*) свете:

1 — источник света; *2* — оптический элемент (маска, пузырек); *3* — приемник света; *4* — отражатель

вижным контактным кольцом. Чувствительный элемент выполнен во взаимодействии с электромагнитным вибратором, что повышает точность ориентации и обеспечивает плавность перемещения контакта.

В бесконтактном ориентаторе ОБ-13 использован оптоэлектрический сигнал. Принцип его действия показан на схеме рис. 11.13 и 11.14. Между источником света (световод) и приемником света (фотосопротивление, фотодиод или фототриод) располагается элемент с переменной оптической чувствительностью. При изменении измеряемого угла (при перемещении относительно апсидальной плоскости наклонной скважины во время поворота прибора вокруг ее оси) меняется световой поток от источника к приемнику и соответственно меняется ток, протекающий через приемник света, что фиксируется поверхностным пультом. В качестве чувствительного элемента могут быть использованы вращающиеся на оси непрозрачная механическая эксцентрическая маска со щелью (рис. 11.14, *а*), либо пузырек воздуха в непрозрачной жидкости (рис. 11.14, *б*).

Ориентаторы как технические средства обеспечения правильной установки отклонителей используют в качестве рабочего параметра. Угол установки отклонителя φ.

11.4. Бурение многоствольных (многозабойных) скважин

Создание новой технологии направленного бурения обеспечило возможность проведения разведки месторождений по более эффективным схемам на основе локального сгущения разведочных сетей путем отбурки дополнительных стволов скважин и многократного увеличения таким способом массы опробуемого рудного вещества.

При бурении многоствольных скважин дополнительные стволы можно располагать в одной вертикальной плоскости, искривляясь в одну сторону (рис. 11.15, *а*, *б*, *в*, *г*), а также задаваться в различных азимутальных направлениях (см. рис. 11.15, *д*, *е*).

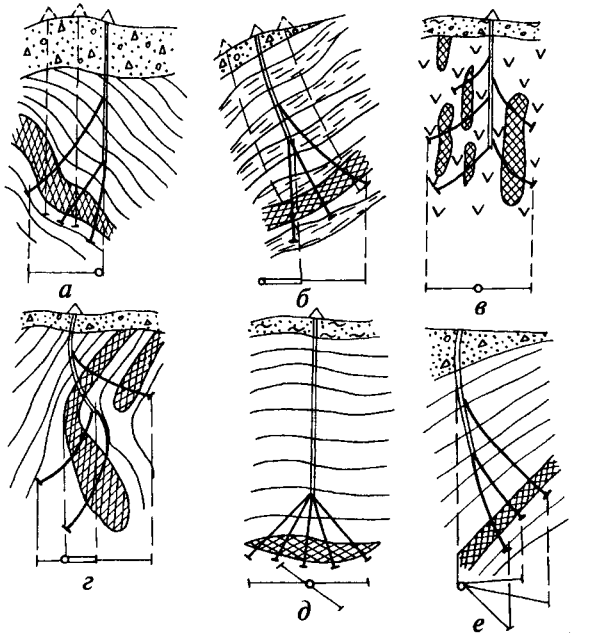


Рис. 11.15. Схемы многоствольных скважин:

а, *б*, *в*, *г* — при расположении стволов скважин в одной вертикальной плоскости; *д*, *е* — при расположении азимутальных направлений стволов скважин

При проектировании профиля дополнительного ствола учитывают следующие требования:

— дополнительный ствол должен подсекать залежь полезного ископаемого в пределах допустимого отклонения от проектной точки подсечения в соответствии с необходимой плотностью разведочной сети в зоне ее сгущения: кратчайшее расстояние от точки подсечения до линии продолжения основного ствола определит при этом величину проектного отхода дополнительного ствола от основного;

— траектория дополнительного ствола должна обеспечивать минимально возможные затраты времени и средств на проходку скважины в этом интервале, свободный проход забойных компоновок бурового инструмента и отклонителей, а также достаточный запас прочности бурильных труб.

Дополнительные стволы при бурении многоствольных скважин можно забуривать в различной последовательности: снизу вверх и сверху вниз.

По методу снизу — вверх сначала проходят основной ствол до конечной глубины по его проектной траектории, а затем последовательно забуривают и проходят дополнительные стволы, начиная с самого нижнего. При этом дополнительный ствол перекрывается искус-

ственным забоем, что требует проведения всех исследований в ниже расположенных интервалах до забуривания вышележащего ствола. Отбурку дополнительных скважин в этом случае проводят стационарными клиньями типа КОС или бесклиновыми отклонителями с искусственных забоев (цементных мостов).

По методу сверху — вниз основной ствол бурят до определенной глубины, на которой отбуривают дополнительный ствол, а затем продолжают бурение основного ствола. В этом случае наиболее эффективны съемные отклонители и бесклиновые отклонители непрерывного периодического действия.

Многоствольное бурение позволяет ускорить сроки разведки и снизить стоимость разведанных запасов благодаря сокращению объемов бурения, вспомогательных работ (монтаж, перевозки оборудования и др.), уменьшению расходов на обсадные трубы и др.

Стоимость (в руб.) бурения всех скважин при обычном бурении (например, четырех скважин) будет составлять

$$S = P\frac{L_o}{A} + (B + C)m, \qquad (11.14)$$

где L_o — общий объем бурения обычных скважин, м; A — средняя производительность бурения обычных скважин, м/смен; P — стоимость одной ст.-смены, руб.; B — стоимость одного монтажа — демонтажа, руб.; C — стоимость строительства электропередач, водопроводов, подъездных путей и др. к одной буровой, руб.; m — количество монтажных и демонтажных работ.

При многоствольном бурении общий объем бурения скважин $L_м$ сокращается, а сменная производительность $A_м$ несколько снижается (15—20 %). Сокращается число точек бурения $m_м$. Кроме того, возникают дополнительные затраты на средства искусственного искривления, стоимость которого (руб.) составит

$$S_м = P\frac{L_м}{A_м} + (B + C)m_м + DK, \qquad (11.15)$$

где D — стоимость всех затрат на одно направленное отклонение, руб.; K — количество искривлений.

Многоствольное бурение будет рентабельным при $S > S_м$. Экономический эффект (руб.) в этом случае будет

$$Э = S - S_м. \qquad (17.16)$$

11.5. Технология и технические средства бурения с отбором ориентированного керна (кернометрия)

Одним из следствий развития технологии направленного бурения явилось совершенствование методики производства геологоразведочных работ средствами бурения путем получения образцов керна, ориентированных в пространстве по своему естественному положению в массиве. Такую технологию называют *кернометрия*.

Задачей кернометрических исследований является определение параметров залегания (азимута и угла падения) структурных элементов геологического объекта (слоистости, трещиноватости, сланцеватости и др.) по ориентированному керну.

Ориентированным называют керн, на поверхность которого зафиксировано положение относительной условной или географической системы координат (рис. 11.16).

На практике чаще всего производят косвенную ориентацию керна, выполняемую в системе координат, основу которой составляет *апсидальная плоскость* — вертикальная плоскость, касательная к траектории скважины в точке отбора ориентированного керна. Ориентация достигается за счет того, что апсидальная плоскость имеет азимут скважины в точке отбора керна, который фиксируется при инклинометрии. Ориентация керна в этом случае заключается в определении и фиксации нижнего и верхнего следов апсидальной плоскости и соответствующей разметке керна.

При разметке ориентированного керна выделяют структурный элемент (структурный эллипс), нижний и верхний следы апсидальной плоскости (лежачий и висячий бока скважины). Затем производят замер длин образующих цилиндрических поверхностей керна между поперечными сечениями его в нижней и верхней точке структурного эллипса, измерение через 90° от верхнего следа апсидальной плоскости: h_0, h_{90}, h_{180}, h_{270} (см. рис. 11.16).

При обмере ориентированного керна измеряют следующие параметры:

— *апсидальный угол слоистости* φ_s — угол, отсчитываемый в плоскости поперечного сечения керна по ходу часовой стрелки от верх-

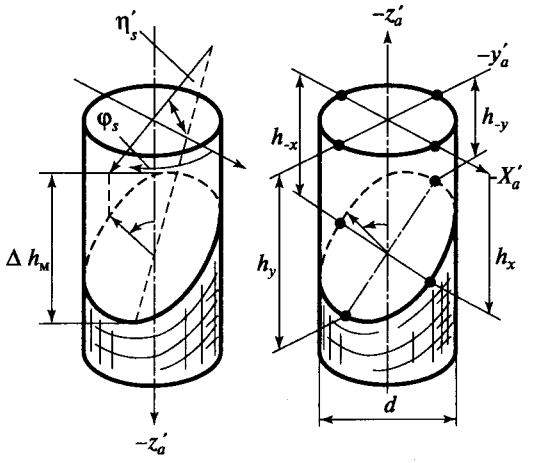


Рис. 11.16. Ориентированный керн и его элементы

него следа апсидальной плоскости до нижней точки структурного эллипса;

— *видимый угол падения* η'_s — угол между большей осью структурного эллипса и ее проекцией на плоскость поперечного сечения керна. Он может быть выражен через расстояние между нижней и верхней точками структурного эллипса по оси керна $\Delta h_м$ и диаметр керна d.

Целью кернометрических измерений является определение двух угловых величин: *азимута падения* структурной плоскости α_s — угла, отсчитываемого в горизонтальной плоскости от северного направления по ходу часовой стрелки до горизонтального положения линии наибольшего ската структурной плоскости, и *истинного угла падения* структурной плоскости η_s — угла наклона линии падения к горизонтальной плоскости. Кроме того, для выполнения расчетов необходимо знать азимут скважины в точке отбора α_A и зенитный угол скважины θ_A.

Определение истинных параметров залегания структурной плоскости производят различными методами. Наиболее точен аналитический метод, в основе которого лежит расчет по следующим формулам:

$$\alpha_s = \alpha_A + \Delta\alpha_{A_s}; \tag{11.17}$$

$$\Delta\alpha_s = \operatorname{arctg} \frac{\sin\varphi_s}{\cos\varphi_s \cos\theta_s - \dfrac{\alpha}{\Delta h_м}}; \tag{11.18}$$

$$\eta_s = \operatorname{arc}\cos \frac{d}{\sqrt{d^2 + \Delta h_м}} \left(\frac{\Delta h_м}{d} \cos\varphi_s \sin\theta_s - \cos\theta_A \right). \tag{11.19}$$

Для получения ориентированного керна в процессе бурения применяют различные способы и технические средства. Наибольшее распространение на практике получили отбурочные керноскопы с электролитическим жидкостным ориентатором.

Отбурочный керноскоп КО конструкции партии новой техники Уральского территориального геологического управления (конец 60-х — начало 70-х гг.) отличается высокими эксплуатационными характеристиками, надежностью, простотой конструкции (рис. 11.17, *а*) и используется до настоящего времени. В данном устройстве привод отбурочного снаряда *1* с шариком *7* осуществляется от колонны бурильных труб, специальное долото-терка для выравнивания забоя *2* совмещено с корпусом *4*, в качестве ориентатора использован жидкостный электролизный апсидоскоп *3*. Отбурочный снаряд связан с корпусом *4* во время выравнивания забоя перед отбуркой метки посредством зубчатой муфты *5*, передающей крутящий момент, и срезаемого штифта *6*, передающего на долото *8* осевую нагрузку.

Усовершенствованная конструкция керноскопа КО — керноскоп КО-73/59М (модернизированный), разработанная в ПГО «Уралгеология» в начале 80-х годов, имеет (рис. 11.17, *б*) неразрушаемое байонетное соединение *1* отбурочного снаряда *4*. Шпонка *5*, закрепленная на

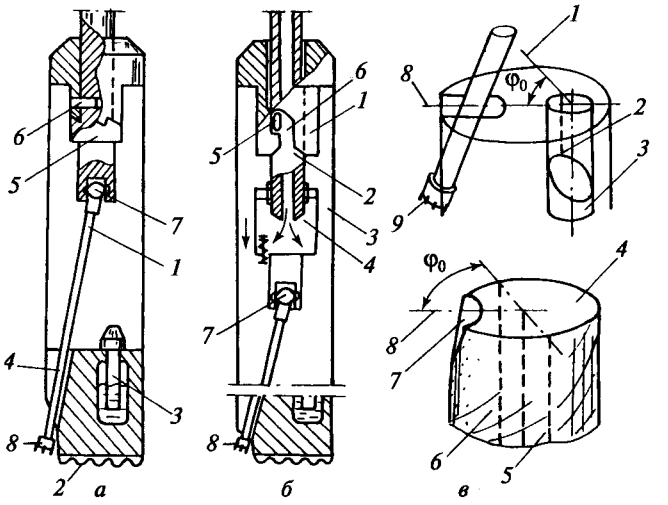


Рис. 11.17. Принципиальные схемы отбурочных керноскопов

валу *2* отбурочного снаряда *8*, входит в вырез *6* байонетного соединения *1* при отрыве снаряда от забоя и выходит из него, освобождая отбурочный снаряд *4*, при повороте бурильных труб влево, отбурочный снаряд размещен в корпусе *3* керноскопа. Оба варианта керноскопов имеют карданный шарнир *7* в отбурочном снаряде, позволяющий получить эксцентричную метку. Модернизация керноскопа значительно повысила его эксплуатационные качества.

Схема снятия отсчета φ_0 приведена на рис. 11.17, *в*, где *1* — след апсидальной плоскости в поперечном сечении апсидоскопа, *2* — верхняя точка мениска осадка меди, *3* — стержень апсидоскопа, *4* — керн, *5* — висячий бок, *6* — лежачий бок, *7* — метка, *8* — плоскость отбурочного снаряда, *9* — отбурочный снаряд. Многочисленные попытки еще более усовершенствовать отбурочный керноскоп пока не дали ощутимых практических результатов.

В России техническая идея, близкая американской системе «Кристенсен Хюгель», реализована в виде специального бурового снаряда КПК, разработанного Свердловским горным институтом (рис. 11.18). Снаряд состоит из стандартного одинарного колонкового набора и совмещенного с ним керноориентатора, располагающегося внутри колонковой трубы *1* непосредственно над коронкой *11*. Керноориентатор состоит из керноприемного стакана *8* длиной 0,1—0,2 м с зачеканенным резцом *10* и Т-образными вырезами с вогнутыми внутрь стакана лепестками *9* (фиксаторами керна). Непосредственно над стаканом установлены ориентатор необратимого одноактного действия *7* и рабочая пружина *6*. Верхний конец пружины упирается в замок, состоящий из корпуса *2*, подпружиненного затвора *5* и кулачков *4* с заклинивающими скобами *3*.

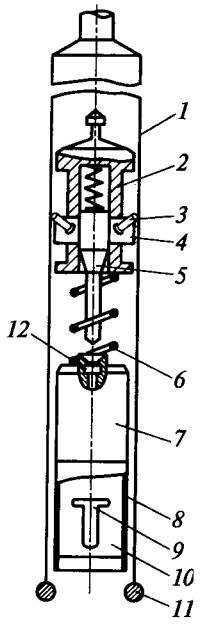


Рис. 11.18. Схема конструкции бурового снаряда для отбора ориентированного керна КПК конструкции Свердловского горного института

Работает снаряд следующим образом. После спуска его на забой осуществляют бурение на глубину 10—15 см. В процессе углубки столбик керна входит в керноприемный стакан и жестко закрывается за счет его упругой конструкции. По мере продвижения керна в керноприемном стакане маркирующий элемент, установленный в нижней части стакана, оставляет продольную черту, фиксирующую в дальнейшем положение ориентатора относительно несорванного столбика керна.

Замок препятствует перемещению керноориентатора вверх под действием поступающего в колонковую трубу керна, так как заклинивающие скобы, входя в клиновое пространство кулачков, жестко заклинивает замок внутри колонковой трубы, обеспечивая сжатие пружины и необходимое технологическое усилие для фиксации керна в стакане. По окончании отбуривания столбика керна вращение бурового снаряда прекращается. Делается выдержка 20—25 мин, необходимая для срабатывания ориентатора. По окончании выдержки (ориентации) бурение продолжают на обычных режимах. В результате углубки еще на 5—10 см сжимается пружина, затвор воздействует на устройство блокировки ориентатора *12*, включая его. Затем он утапливается в корпусе замка, в результате чего кулачки получают возможность свободного радиального перемещения и освобождает скобы — заклинивание замка. На этом фиксация керноориентатора прекращается. Далее бурение ведут по обычной технологии на полную рейсовую углубку. Керноориентатор вместе с поступающим в колонковую трубу керном перемещается по ней вверх.

11.6. Искривление скважин в анизотропных горных породах

Анизотропия горных пород

Происхождение и строение анизотропных пород

Важнейшее влияние на искривление скважин оказывает анизотропия горных пород. Анизотропия (от греч. *ánisos* — неравный и *trópos* — направление) — неодинаковость свойств некоторой среды в разных направлениях.

Анизотропией обладают некоторые природные материалы, в том числе многие кристаллы, дерево, а также искусственные продукты: текстолит, стеклопластик, фанера и другие комбинационные материалы,

металлы, которые приобретают ее в процессе ковки, штамповки, прокатки и т. д. Неодинаковость свойств в разных направлениях присуща и целым массивам горных пород, причем эти массивы могут быть сложены из упорядоченных определенным образом анизотропных кристаллов, а могут представлять собой тонкослоистую массу, состоящую из мелких и мельчайших частиц анизотропных и изотропных кристаллов и их обломков.

Выделяется неодинаковость электрических, акустических, тепловых, механических и многих других свойств материалов. С позиций направленного бурения наибольший интерес представляет анизотропия механических и некоторых физико-технических свойств, в частности анизотропия буримости горных пород.

Анизотропными могут быть любые породы — магматические, осадочные и метаморфические. При этом анизотропия может быть присуща породам с момента их образования, а может появиться в процессе изменения, чаще всего при динамометаморфизме.

Анизотропия пород внешне может быть оценена через текстуру, т. е. совокупность признаков ее строения, выражающих закономерности расположения слагающих ее частей и форму отдельных элементов.

В анизотропных горных породах интенсивность искривления скважин при определенных условиях может быть во много раз больше, чем в изотропных. При этом попытки бороться с искривлением обычными методами, как правило, не приносят положительных результатов. Это объясняется тем, что процесс искривления формируется на забое скважины при силовом взаимодействии породоразрушающего инструмента и горной породы. Использование жестких удлиненных компоновок низа бурильной колонны для предотвращения искривления малоэффективно, поскольку они имеют малую чувствительность и недостаточно оперативно реагируют на отклонение скважины.

Применение современных раскрепляемых отклонителей позволяет ликвидировать последствия чрезмерного искривления на отдельных отрезках скважины, но поскольку естественное искривление происходит непрерывно, то использовать отклонители нужно слишком часто, а это связано с большими непроизводительными затратами средств и времени и снижением коммерческой скорости бурения скважины.

Анизотропия пород диктует свои условия при направленном бурении скважин.

В связи с этим необходимо изучение процессов, происходящих при искривлении скважин в анизотропных породах с целью использования этих знаний при проектировании траекторий скважин и создании технологий управления искривлением. Создавая технические средства для направленного бурения скважин в анизотропных породах, необходимо руководствоваться тем, что они должны быть принципиально новыми и базироваться на знаниях закономерностей взаимодействия породоразрушающего инструмента с горной породой.

Магматические породы образуются при подъеме магмы из земных недр и остывании ее на поверхности или в глубине земли и могут

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

Директивные текстуры образуются в магматических породах в том случае, когда в текущей или остывающей магме происходит одинаковая ориентировка минералов, имеющих уплощенную или вытянутую форму, либо происходит образование слоев разного состава. Среди директивных текстур выделяют линейные, трахитоидные, полосчатые и флюидальные. Породы с такими текстурами характеризуются анизотропией свойств, причем степень анизотропии зависит от уровня совершенства текстуры.

Линейная текстура (рис. 11.19, *а*) может наблюдаться в горных породах, включающих призматические минералы (пироксены и амфиболы), если они ориентируются своими длинными осями в направлении движения магмы. Такие текстуры свойственны габбро-амфиболитам, диабазам, ортоамфиболитам и другим породам.

Трахитоидная текстура появляется при расположении уплощенных и таблитчатых минералов в субпараллельных плоскостях, назы-

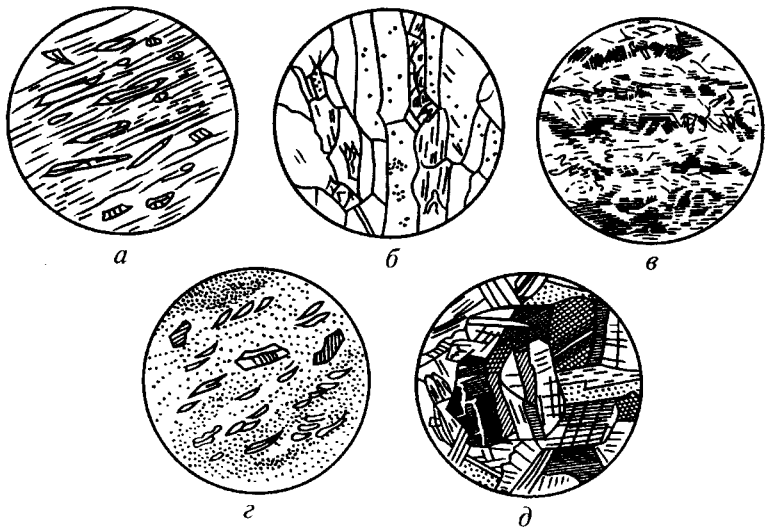


Рис. 11.19. Текстуры магматических пород:

а — линейная текстура лерцолита, обусловленная субпараллельным расположением моноклинального пироксена и более мелких кристаллов оливина; *б* — трахитоидная текстура нефелинового сиенита за счет субпараллельной ориентировки таблитчатых индивидов полевого шпата и призм щелочного амфибола и эгирина; *в* — полосчатая текстура крупнозернистого амаскита, обусловленная чередованием прослоечков, в большей или меньшей степени обогащенных цветными минералами лепидомеланом и амфиболом; *г* — флюидальная текстура липаритового порфира; полости, образовавшиеся при течении вязкой кислой лавы, заполнены кристаллизовавшимся в них зернистым кварцем; *д* — массивная текстура долерита

ваемых плоскостями трахитоидности, расположение которых обычно контролируется направлением движения потока магмы. Основная масса таких пород по внешнему виду напоминает картину, наблюдаемую при сплаве леса. На рис. 11.19, *б* изображен нефелиновый сиенит, обладающий трахитоидной текстурой, близкой к совершенной. Подобными текстурами могут обладать трахитоидные габбро, порфировидные граниты, диорит-порфириты, амфиболовые сиениты, трахиты и другие породы.

Полосчатая текстура характеризуется чередованием в горной породе субпараллельно расположенных полос или слоев разного состава и структуры, образованных направленным движением охлаждающейся магмы (см. рис. 11.19, *в*). Полосчатая текстура часто наблюдается в миаскитах, гнейсовидных рисчорритах, габбро-лабрадоритах, долеритах.

Флюидальная текстура характеризуется наличием очень мелких игольчатых и пластинчатых кристаллов, включенных в вулканическое стекло и ориентированных длинной стороной в определенном направлении, обычно вдоль направления движения лавы (см. рис. 11.19, *г*), например в дацитовых и липаритовых порфирах, обсидианах.

Массивными текстурами часто обладают долериты (см. рис. 11.19, *д*), базальты, диориты и другие горные породы, которые не затронуты динамометаморфизмом.

Анизотропия осадочных пород

Осадочные породы образуются за счет разрушения материнских пород, переноса продуктов разрушения и образования осадков. Осадок за счет внутренней энергии и ресурсов постепенно превращается в плотную, а часто и в сцементированную породу. Попадая на большие глубины, осадочные породы изменяются и превращаются сначала в метаморфизованные осадочные породы — глинистые и другие сланцы, песчаники и т. д., а затем — в метаморфические породы — кристаллические сланцы, гнейсы и др.

К числу важнейших первичных текстур осадочных пород относятся все проявления слоистости. Слоистость образуется благодаря обособлению слоев различной толщины или согласованной ориентировке отдельных компонентов породы. Различаются следующие три основные формы слоистости: собственно слоистость, слойчатость и слоеватость.

Собственно слоистость выражается в образовании индивидуальных слоев, которые обособляются друг от друга или вследствие различия в составе, или благодаря наличию слоевых швов, являющихся следствием пауз в осадконакоплении.

Слойчатость — это внутренняя текстура слоев, результат захоронения поверхностных текстур, микрорельефа дна. Слойчатость порождается более или менее ритмичными колебаниями интенсивности тех или иных факторов осадконакопления, в результате чего возникают первоначально горизонтальные или наклонные слойки.

Слоеватость — это слабая форма развития слоистости, которая характеризуется ориентированностью части или большинства уплощенных частиц породы, не приводящей к возникновению слойков. Слоеватость иначе называют пунктирной или прерывистой слоистостью. Если слоеватость характеризуется одинаковой ориентировкой основных или часто встречающихся и достаточно равномерно распределенных компонентов породы, то ее называют сильно выраженной или сплошной.

Слоистую, слойчатую и слоеватую текстуры (рис. 11.20, *а, б*) часто имеют аргиллиты, алевролиты и их туфы, алевритовые гидрослюдистые глины и другие породы осадочного комплекса. Как видно из условий формирования осадочных пород, они не могут рассматриваться как тела, сложенные определенным образом ориентированными анизотропными кристаллами. Однако и первичные осадочные породы обладают в массиве анизотропными свойствами, как и любой другой слоеный материал. Физическая природа анизотропии осадочных пород существенно отличается от анизотропии свойств, например, магматических пород и не может объясняться особенностями упаковки единичного кристалла вытянутой формы.

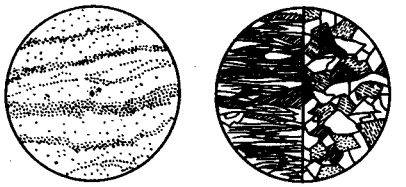
Анизотропия метаморфических пород представляет наибольший интерес с позиции анизотропии свойств. Процессообразование этих пород может сопровождаться изменением химического состава породы, нарушением имеющихся и созданием новых текстур и структур. К числу главных видов метаморфических пород относят различные сланцы (глинистые, филлитовые, кристаллические), гнейсы, амфиболиты, мигматиты, кварциты, роговики, мраморы и др.

Текстуры метаморфических пород подразделяют на три группы: такситовые, остаточные и массивные. *Такситовые* текстуры включают группу ориентированных текстур, которые можно условно разделить на линейно-параллельные и плоскопараллельные. К плоскопараллельным могут быть отнесены полосчатые, или слоистые, текстуры, а также сланцеватые, или пластинчатые. К линейно-параллельным относят линейные или вытянутые, а также стебельчатые, или карандашные, текстуры.

а *б* *в*

Рис. 11.20. Текстуры осадочных пород:

а — первичная линзовидно-слоистая текстура, возникшая в результате собирательной кристаллизации; *б* — слоевая текстура кварцево-граувакового песчаника зоны глубокого метагенеза; *в* — массивная текстура мелкозернистого кварцевого песчаника с контактовым кварцевым цементом и участками бесцементного сочленения зерен



а *б*

Рис. 11.21. Плоскопараллельные текстуры метаморфических пород:

а — тонкослоистая текстура в магнетитовом микрокварците (прослойки магнетита в кварце различного состава и структуры имеют мощность 1—2 мм и меньше); *б* — сланцевая текстура кварц-биотитового сланца, состоящего из биотита, кварца и единичных зерен рудного минерала (слева — перпендикулярно сланцеватости, справа — параллельно сланцеватости)

а *б*

Рис. 11.22. Линейно-параллельные текстуры метаморфических пород:

а — стебельчатая текстура кварцита (тонкоразмолотая основная ткань цементирует удлиненные агрегаты зерен кварца и отдельные зерна кварца); *б* — линейная текстура антофиллитового кристаллического сланца, состоящего из преобладающих изометрических зерен кварца и тонких длиннопризматических субпараллельно ориентированных зерен антофиллита

Линзовая, или свилеватая, текстура в зависимости от формы линз и степени совершенства может относиться к одной или другой из названных уже групп текстур.

Полосчатые текстуры (рис. 11.21, *а*) характеризуются чередованием полос или слоев различного состава, структуры, цвета и т. д. Полосчатые текстуры могут иметь биотитовые филлиты, слюдяные микросланцы, кварц-серицитовые микросланцы, биотит-силлимонит-плагиоклазовые сланцы и другие породы.

Сланцеватые текстуры образуются в тех случаях, когда в горных породах параллельно сланцеватости располагаются пластинчатые, или чешуйчатые, минералы. На рис. 11.21, *б* сопоставлены два разно ориентированных разреза одной и той же породы — кварц-биотитового сланца: слева — перпендикулярно сланцеватости и справа — параллельно сланцеватости. В первом случае отчетливо видна сланцеватая текстура, совершенно незаметная во втором случае. Сланцеватую текстуру могут иметь слюдяно-плагиоклазовые гнейсы, слюдяные сланцы, серицитовые песчаники и другие породы.

Стебельчатые текстуры (рис. 11.22, *а*) образуются в том случае, когда некоторые минералы (обычно это кварц и полевой шпат) составляют агрегаты, имеющие удлиненную форму в виде стержня или карандаша. Такую текстуру могут иметь некоторые разновидности гнейсов, кварцитов и других пород.

Линейные текстуры (см. рис. 11.22, *б*) обусловлены наличием в метаморфитах субпараллельно расположенных удлиненных минералов, таких как волокнистая роговая обманка, силлиманит, дистен, кордиерит, актинолит. Линейные текстуры встречаются у кордиерит-антифоллитовых кристаллических сланцев, актинолитовых, серицит-турмалиновых сланцев, амфиболитов и других пород.

Рис. 11.23. Сложные текстуры метаморфических пород:

а — линзовая и сланцевая текстура тремолит-тальк-хлоритового сланца; *б* — поперечно-сланцевая текстура биотитового микросланца (филлита); *в* — продольно-сланцевая текстура слоистого оттрелит-мусковит-кварцевого сланца

Линзовые текстуры (рис. 11.23, *а*) образуются в тех случаях, когда на фоне основной ткани выделяются крупные линзовидные кристаллы, чаще всего представленные полевыми шпатами. Линзовые текстуры свойственны тремолит-тальк-хлоритовым, эпидот-альбит-амфиболовым сланцам и некоторым другим породам.

При исследовании метаморфических пород необходимо уделять особое внимание характеру взаиморасположения разных ориентированных плоскостей или направлений, поскольку анизотропные свойства пород, а соответственно и закономерности естественного искривления скважин тесно связаны с этим. Ориентировка этих плоскостей или направлений в пространстве может совпадать или не совпадать.

Так, на рис. 11.23, *б* изображена поперечно-сланцеватая текстура биотитового микросланца. Порода состоит из мельчайших чешуек биотита с примесью хлорита, небольшого количества мельчайших зернышек кварца и микрозернистого рудного материала. Чередование слюдяных прослоев и прерывистых прослоечков рудного минерала создает слоистую текстуру. Четко выраженное взаимное параллельное расположение листочков слюды, ориентированное поперек слоистости, обусловливает поперечно-сланцеватую текстуру породы.

На рис. 11.23, *в* приведена продольно-сланцеватая текстура ставролит-мусковит-кварцевого слоистого сланца. Текстура породы сланцеватая (благодаря ориентированному расположению мусковита и ставролита) и слоистая, так как в породе наблюдаются почти чисто кварцевые прослои. Таким образом, эта текстура совмещает в себе одновременно признаки двух разных параллельных текстур.

Плойчатые текстуры возникают по сланцеватым текстурам, когда в породах развивается мелкая складчатость.

Нередко в метаморфических породах наблюдаются остаточные текстуры. Это в первую очередь касается полосчатых и сланцеватых текстур, которые часто развиваются вдоль видимой и скрытой первичной сланцеватости. В таких случаях метаморфизм вызывает усиление слоистой текстуры осадочных пород, увеличивая степень ее анизотропии. Однако необходимо помнить, что в процессе изменения пород степень анизотропии может не только увеличиваться, но и уменьшаться. Например, преобразование роговой обманки в биотит и далее в мусковит приводит к увеличению степени сланцеватости первичной породы. Последующий процесс метасоматической гранитизации может привести к размягчению метасоматической массы, стиранию сланцеватости и возникновению массивных гранитоидов.

Рис. 11.24. Массивная текстура андрадит-салит-битовнитового роговика

Массивные текстуры (рис. 11.24) свойственны изотропным породам и образуются в условиях, когда метаморфизм на всех участках исходной горной породы был одинаковым, не сопровождался кристаллизационной сланцеватостью и когда исходные породы имели однородные текстуры. Массивные текстуры свойственны известковым скарнам, роговикам, метасоматическим гранитоидам и некоторым другим породам.

В метаморфических и метаморфизованных горных породах часто наблюдается *кливаж* — это густая сеть параллельных поверхностей с ослабленными в результате пластической деформации связями между частицами породы (без нарушения сплошности), по которым порода может раскалываться на очень тонкие пластинки. Кливаж хорошо прослеживается во многих породах, испытавших сжатие (при складчатости) или общий раскол. По поверхностям кливажа течения происходит ориентация отдельных частиц горной породы, обусловливающих анизотропию свойств. Обычно кливаж развивается параллельно основной структуре месторождения, но в некоторых случаях возникает веерообразный кливаж, сходящийся в направлении замка складки.

Наиболее опасен при направленном бурении скважин кливаж в том случае, когда он не совпадает с напластованием пород (сечет напластование). Это может наблюдаться в случае веерообразного кливажа либо тогда, когда кливаж подчиняется структуре более высокого порядка. В подобных ситуациях направленное бурение скважин осложняется в связи с тем, что разведочные линии проектируются вкрест простирания рудных тел, а скважины в процессе бурения отклоняются от этого направления, разворачиваясь по азимуту обычно в направлении, нормальном к линии простирания плоскости кливажа, поскольку плоскость кливажа (течения) связана с анизотропией массива пород, а нормаль к этой плоскости считается линией наименьшего сопротивления породы разрушению.

Кроме того, в зависимости от геологических условий на одном и том же месторождении могут быть выделены участки кливажированных и некливажированных пород. Причем разную степень кливажированности могут иметь породы одного и того же наименования, одинаковые по составу. Проиллюстрируем эти положения на примере геологических особенностей Таштагольского железорудного месторождения.

Горные породы Таштагольского месторождения претерпели кливажированность в разной степени, причем породы одного генезиса и

состава в некоторых случаях существенно отличаются друг от друга по этому показателю. Например, известняки отличаются весьма выдержанными плоскостями делимости с гладкой поверхностью, способной к отражению света. Известняки, отобранные с такой же глубины из разведочного квершлага, характеризуются невыдержанными плоскостями делимости с шероховатыми поверхностями. Магматические и пирокластические породы, как и осадочные, претерпели кливаж в различной степени. Например, туфы трахитового порфира обладают четкой сланцеватостью, плоскости делимости характеризуются гладкой поверхностью, выдержаны. Породы такого же состава отличаются отсутствием кливажа, плоскости скола весьма неровные с шероховатыми поверхностями.

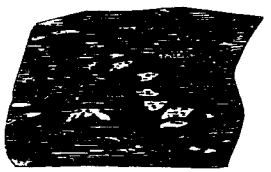
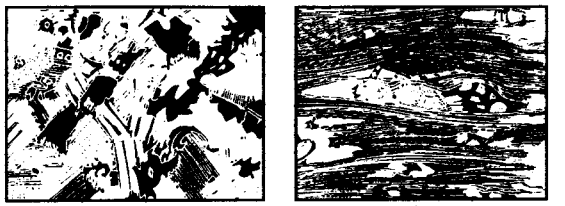


Рис. 11.25. Кливаж пересекает слоистость в известковистом туфопесчанике под углом 45°; песчанистый материал линзовидной формы ориентирован параллельно плоскости делимости

В осадочных породах отмечается разнообразное сочетание направлений слоистости и кливажа. По алевролитам, слоистость которых образована чередованием темно- и светло-серого материалов, хорошо развита система параллельных относительно слоистости поверхностей делимости или секущих ее под небольшим углом. В то же время кливаж может пересекаться со слоистостью горных пород под углами до 90° включительно. Показательным в данном контексте считается мелкозернистый тонкослоистый туфопесчаник (рис. 11.25), слоистость которого выражается изменением величины зерен и цветом переслаивающего материала, претерпевшего кливаж. Слоистость и плоскость делимости кливажа на срезе, параллельном простиранию, пересекаются под углом, близким к 45°. Причем данный песчанистый материал линзовидной формы ориентирован своей длинной осью не по слоистости, а параллельно плоскости делимости.

Приведенные материалы убедительно демонстрируют сложности, которые могут появиться перед исследователем закономерностей естественного искривления скважин на месторождении сложного строения с неравномерно распределенным и меняющим направление кливажом течения. В такой ситуации неглубокое изучение вопроса может поставить исследователя в тупик, сформировав убежденность в отсутствие закономерностей искривления на месторождении и подорвать веру в возможность вообще разобраться с этим вопросом. И только тщательное изучение особенностей геологических структур месторождения, сопровождаемое отбором и исследованием образцов ориентированного керна, позволяет вскрыть закономерности распространения плоскостей анизотропии массивов пород и обусловленные ими преимущественные направления движения буровых скважин.

На рис. 11.26 показано, как выглядит под микроскопом изотропная и анизотропная породы одного и того же наименования и состава,



а *б*

Рис. 11.26. Туф трахитового порфирита:
а — массивной текстуры, ув. 70, Ник.+; *б* — сланцеватой текстуры, ув. 70, Ник.+

имеющие разные текстуру и структуру. Туф трахитового порфирита псаммитовой структуры массивной текстуры представлен на рис. 11.26, *а*. Порода сильно хлоритизирована, карбонатизирована и окварцована. Обломки представлены довольно крупными выделениями плагиоклаза, эффузивами, основная масса которых полностью замещена хлоритом, кварцем и карбонатами. Ориентировка минералов относительно какого-либо направления отсутствует, порода имеет изотропные свойства.

На рис. 11.26, *б* также показан туф трахитового порфирита, отобранный, как и предыдущий, на Таштагольском железорудном месторождении. Порода характеризуется лепидогранобластовой структурой и сланцеватой текстурой и сложена в основном карбонатом, серицитом. Сеть тончайших субгоризонтальных полосок, пронизывающих весь образец, считается признаком наличия сланцеватости.

Карбонат и серицит, имеющие слабо асимметричную форму, вытянуты вдоль следов плоскостей сланцеватости. Порода имеет ярко выраженные анизотропные свойства.

Горная порода — уникальное образование, которое не поддается физическому моделированию и математической формализации, поэтому и процесс познания результатов взаимодействия породоразрушающего инструмента с горной породой чрезвычайно сложен и должен опираться на обширные эмпирические материалы, творчески осмысливаемые и интерпретируемые исследователем.

Ниже приведен пример, иллюстрирующий всю сложность направленного бурения скважин в анизотропных породах и всю пагубность недооценки необходимости выявления закономерностей естественного искривления скважин.

Северо-западный участок Таштагольского месторождения в геологическом отношении представлен частью крупной антиклинальной складки, к крыльям и периклинальному окончанию которой приурочены линзообразные тела магнетитов. В связи с принятым положением о необходимости пересечения рудных тел по линии минимальной мощности на участке соответствующим образом ориентировались геологические разрезы, и скважины имели начальные азимуты заложения от 80 до 280°. Искривление скважин по азимуту на северо-западном участке было весьма интенсивным, особенно в периклинальном окончании складки.

Рис. 11.27. Горизонтальные проекции скважин и рудных тел северо-западного участка Таштагольского месторождения

Многие скважины в этой части практически на всей их протяженности приходилось удерживать на траектории с использованием специальных технических средств. Несмотря на принимаемые меры, некоторые скважины из-за чрезмерного азимутального искривления не были пробурены до проектной глубины или не выполнили геологическое задание, например скв. № 382, № 382-*а* (рис. 11.27). Скважина 382 на глубине 1220 м развернулась параллельно рудному телу, несмотря на все усилия удержать ее на заданном азимуте. Поскольку на такой глубине вести работы по искусственному искривлению было практически невозможно, на глубине около 400 м был забурен второй ствол. Однако и этот ствол на глубине 1320 м развернулся параллельно рудному телу и также не выполнил геологическое задание, хотя на каждом из стволов было сделано по 25—30 постановок отклонителей.

В связи с этим возникла необходимость тщательного изучения закономерностей азимутального искривления, которое было выполнено при участии автора с использованием разработанного им статистического метода определения оптимальных азимутов скважин.

Исследования показали, что скважины тяготеют к азимутам 90, 180 и 270°. Это особенно хорошо иллюстрируют оба ствола скважины № 389. С использованием раскрепляемых отклонителей скважину стремились удержать по азимуту 235°, осуществляя для этого десятки постановок, однако она разворачивалась либо по азимуту 180°, либо 270°. Это позволило предположить, что на их искривление оказывают влияние какие-то ориентированные геологические структуры, характеризующиеся анизотропными свойствами горных пород.

Для проверки этой гипотезы была изучена геологическая документация месторождения и проведены работы в горных выработках по определению элементов залегания горных пород и отбору образцов, ориентированных в пространстве. При этом из квершлага на глубине 600 м было отобрано более 50 ориентированных образцов горных пород. Выдвинутое предположение о наличии ориентированной структуры на участке подтвердилось. Было определено, что складка рассечена системой параллельных трещин, характеризующихся ориентировкой минералов (кливаж осевой плоскости) по азимуту, близкому к 180°. Поэтому скважины стремились выйти на линию наименьшего сопротивления, имеющую широтное простирание, несмотря на все усилия вывести их траектории под острым углом к этой линии.

Проведенные исследования позволили выявить общие закономерности азимутального искривления скважин месторождения, объяснить причины катастрофического искривления некоторых конкретных скважин, пробуренных в периклинальном замыкании складки, и дать рекомендации об их рациональном заложении.

Природа анизотропии горных пород связана со строением анизотропных кристаллов.

Графит — полиморфная модификация кристаллического углерода. Атомы углерода в графите расположены слоями, каждый из которых представляет собой гексагональную сетку. Атомы в слое лежат приблизительно в одной плоскости. Каждый атом имеет в ближайшем окружении три атома на расстоянии 1,42 Å. Совершенная спайность в графите проходит параллельно гексагональным слоям. Отдельные слойки в графите отстоят друг от друга на расстоянии 3,40 Å (рис. 11.28, *а*). Графит обладает ярко выраженными свойствами механической анизотропии, легко разделяется на слойки по плоскостям спайности, но внутри слойка имеет высокую прочность.

Другой модификацией углерода, имеющей ярко выраженные свойства изотропного тела, считается алмаз. Кристаллическая структура алмаза (рис. 11.28, *б*) близка к кубической гранецентрированной решетке, в которой атомы углерода размещены в вершинах элементарной кубической ячейки и в центрах ее граней. От обычной кубиче-

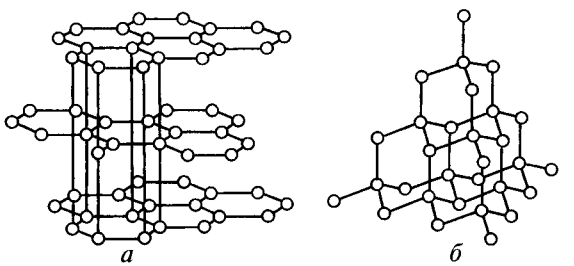


Рис. 11.28. Структуры графита (*а*) и алмаза (*б*)

ской гранецентрированной решетки структура алмаза отличается наличием четырех атомов углерода, размещенных в центрах четырех из восьми маленьких кубов элементарного куба. Каждый атом углерода в решетке очень прочно связан с четырьмя соседними тетраэдрически размещенными около него атомами. Межатомное расстояние в алмазе составляет 1,54 Å. Алмаз — изотропный минерал с очень высокой твердостью. Ниже приведены значения некоторых свойств графита и алмаза.

	Графит	Алмаз
Плотность, кг/м^3	2220—2250	3510—3550
Прочность при растяжении, МПа	3,5—17	1800
Твердость по шкале Мооса	1	10
Модуль Юнга, МПа	$0{,}5 \cdot 10^4$	$113 \cdot 10^4$

Анизотропия свойств заложена в основе многих минералов. По кристаллическим типам минералы подразделяют на гомодесмические и гетеродесмические. Первые характеризуются структурами, в которых присутствуют связи одного типа, и они одинаковы по всем направлениям. Как правило, это кристаллы с ионной или ковалентной связью. Вторые характеризуются тем, что в разных частях и по разным направлениям связи в них неодинаковы. Некоторые группы атомов соединены друг с другом одним типом связей, а соединение групп осуществляется другим типом связей. Эти минералы подразделяют на островные, цепочечные, слоистые и каркасные.

Симметрия свойств минерала зависит от характера упаковки атомов по разным кристаллографическим осям. В направлениях одинаковой плотности упаковки атомов минералы имеют одинаковые свойства. По этому признаку минералы подразделяют на моноанизотропные и полианизотропные. Полианизотропные минералы имеют несколько осей симметрии свойств, моноанизотропные — одну ось симметрии. Моноанизотропией обладают в основном слоистые минералы, имеющие неопределенные соотношения продольных и поперечных размеров, остальные минералы из группы гетеродесмических, обладающие вытянутой формой и разной плотностью упаковки в нескольких направлениях, относят к полианизотропным разновидностям.

Важнейшей характеристикой анизотропии горных пород считается степень неодинаковости проявления ее свойств в разных направлениях, причем картина этой неодинаковости свойств в породах с различной текстурой может существенно отличаться. На рис. 11.29 в стилизованной форме приведены некоторые формы горных пород, позволяющие представить характер неодинаковости их свойств в разных направлениях.

На рис. 11.29, *а* представлена изотропная порода, свойства которой во всех направлениях одинаковы. Изотропными считаются породы, обладающие массивной текстурой. На рис. 11.29, *б* — порода, которую можно назвать поперечно-анизотропной, поскольку в плоскости yOx свойства у таких пород одинаковы, т. е. продольная плос-

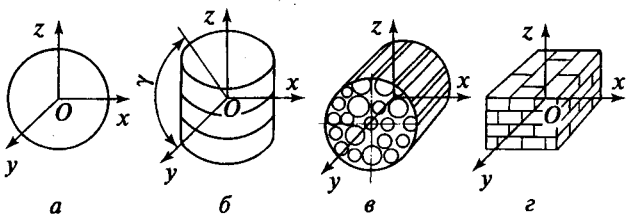


Рис. 11.29. Форма представления горных пород с позиций формирования свойств в разных направлениях:

а — изотропная; *б* — поперечно-анизотропная; *в* — продольно-анизотропная; *г* — полианизотропная

кость yOx — плоскость изотропии, в которой лежит множество линий наибольшего сопротивления породы разрушению (разбуривание, раздавливание и т. д.). Перпендикулярно плоскости изотропии yOx расположена единственная линия наименьшего сопротивления породы разрушению, совпадающая с осью z. Поперечно-анизотропными могут быть породы разного генезиса, обладающие полосчатыми, слоистыми и несовершенными сланцеватыми и трахитоидными текстурами. На рис. 11.29, *в* показана порода продольно-анизотропная. У таких пород свойства одинаковы в плоскости zOx, т. е. плоскость изотропии считается поперечной. В плоскости изотропии zOx лежит множество линий наименьшего сопротивления породы разрушению. Перпендикулярно плоскости изотропии zOx расположена единственная линия наибольшего сопротивления породы разрушению, совпадающая с осью y. Продольно-анизотропными могут быть породы, имеющие линейные, флюидальные, стебельчатые либо несовершенные линзовидные текстуры.

Породы, называемые полианизотропными, представлены на рис. 11.29, *г*. Такие породы не имеют плоскости изотропии свойств. Ось y, совпадающая с осью больших значений свойств породообразующих минералов, считается линией наибольшего сопротивления горной породы разрушению, а ось z — линией наименьшего сопротивления. Полианизотропными могут быть породы, обладающие совершенными трахитоидными, линзовидными или сланцеватыми текстурами, причем только в тех случаях, когда породы сложены анизотропными породообразующими минералами, упорядоченно расположенными относительно трех взаимно перпендикулярных осей x, y, z.

Чтобы не иметь двойного толкования в любом вопросе, необходимо определиться в основных понятиях. Важнейшая характеристика анизотропной породы — степень неодинаковости ее свойств в любых направлениях или при различных углах к некоторым плоскостям или линиям. Обычно эти направления рассматривают и оценивают через некий угол встречи γ оси скважины с какой-то плоскостью, а именно: скалывания, сланцеватости, трахитоидности и т. д. Этот угол трудно обозначить, так как в поперечно-анизотропных породах — это угол встречи оси скважины с плоскостью изотропии свойств, которая со-

впадает с плоскостями слоистости, сланцеватости, полосчатости; в продольно-анизотропных породах — это угол встречи оси скважины с линией наибольшего сопротивления породы, совпадающей с направлением флюидальности, стебельчатости или линзовидности. Наконец, в полианизотропных породах угол определяет величину отклонения оси скважины от плоскости трахитоидности.

Таким образом, определиться в направлениях пересечения анизотропной породы через угол встречи оси скважины с некоторой плоскостью, ограничившись разумным количеством слов, невозможно. Однако во всех перечисленных вариантах угол γ отсчитывается от оси скважины до оси y породы, которая всегда совпадает с направлением наибольшего сопротивления породы разрушению (разбуривание, раздавливание). Поэтому допустимо назвать этот угол «углом встречи с линией наибольшего сопротивления», опустив для краткости некоторые слова из фразы «угол встречи (оси скважины) с линией наибольшего сопротивления (породы разрушения)», воспользовавшись аббревиатурой ЛНБС.

Существует большое разнообразие способов непосредственной оценки степени анизотропии горных пород, используемых в исследованиях:

✓ по изменению механической скорости бурения в разных направлениях;

✓ значению упругой деформации или разрушающего напряжения (твердости) породы при вдавливании штампа;

✓ изменению некоторых свойств при воздействии на породу определенных физических полей — теплового, высокочастотного силового в разных направлениях и др.

В некоторых работах для определения степени анизотропии за основу выбрана буримость пород в различных направлениях, причем К. А. Боголюбский использует следующее простое отношение скоростей бурения в разных направлениях:

$$a = v_{\min}/v_{\max}, \tag{11.20}$$

где a — коэффициент буровой анизотропии; $v_{\min}$, $v_{\max}$ — скорости бурения в направлениях соответственно наименьшей и наибольшей плотности.

Г. Вудс и А. Лубински используют относительную разницу скоростей бурения в различных направлениях:

$$h = (v_{\parallel} - v_{\perp})/v_{\parallel}, \tag{11.21}$$

где h — буровой индекс анизотропии; $v_{\parallel}$, $v_{\perp}$ — скорости бурения в направлениях соответственно параллельно и перпендикулярно плоскости напластования.

Под буровым индексом анизотропии понимается относительная разница между буримостью в направлении, параллельном плоскости напластования, и в направлении, перпендикулярном ему, но с учетом того, что скорость в направлении, параллельном напластованию, как правило, имеет наименьшее значение. Буровой индекс анизотропии

не может быть величиной положительной, и поэтому его более логично записать в следующем виде:

$$h = (v_{\perp} - v_{\parallel})/v_{\perp}. \tag{11.22}$$

Это очевидно, поскольку Г. Вудс и А. Лубински утверждают, что для объяснения явлений, связанных с бурением, использованы значения от 0 до 0,75.

В своих работах большинство исследователей для характеристики анизотропии горных пород используют или рекомендуют те или иные разновидности методики Е. Ф. Эпштейна или Л. А. Шрейнера, основанные на вдавливании штампа в горную породу. Использование такого подхода базируется на том, что твердость или упругая деформация при определенных условиях нагружения относительно постоянны для каждой породы в отличие от категории породы по буримости, зависящей не только от свойств пород, но и от параметров режима бурения, типа и особенностей породоразрушающего инструмента. Однако и при таком методе используют разные варианты определения и расчета показателей анизотропии.

Ю. Л. Боярко за основу принимает величину вдавливания штампа в горную породу при определенных условиях:

$$A_{\text{м}} = \varepsilon_{\gamma}/\varepsilon_{\parallel}, \tag{11.23}$$

где $A_{\text{м}}$ — показатель анизотропии; ε_{γ}, $\varepsilon_{\parallel}$ — величины вдавливания штампа в породу с силой P в направлениях соответственно под углом γ и параллельных плоскости сланцеватости.

С. С. Сулакшин рекомендует определять показатель анизотропии таким образом:

$$A = (\varepsilon_{\perp} - \varepsilon_{\gamma})/\varepsilon_{\perp}, \tag{11.24}$$

где A — показатель анизотропии; $\varepsilon_{\perp}$, ε_{γ} — величина вдавливания штампа в породу с силой P в направлении, перпендикулярном плоскости сланцеватости, или под углом γ.

В работах М. П. Гулизаде показатель анизотропии определен как отношение твердости породы при вдавливании штампа в разных направлениях, т. е.

$$K_{\text{а}} = H_{\max}/H_{\min}, \tag{11.25}$$

где $K_{\text{а}}$ — показатель анизотропии; $H_{\max}$, $H_{\min}$ — твердость породы соответственно наибольшая и наименьшая.

По Д. М. Махмудову,

$$C_{\text{а}} = 1 - \frac{H_{\min}}{H_{\max}}, \tag{11.26}$$

где $C_{\text{а}}$ — индекс анизотропии.

Существуют методы опосредованного определения степени анизотропии механических свойств пород через иные физические свойства.

Так, Ю. Л. Боярко предлагает определять коэффициент упругой анизотропии через коэффициент теплопроводности:

$$A_y = E_{\parallel}/E_{\perp} = (\gamma_{\parallel}/\gamma_{\perp})^2, \qquad (11.27)$$

где A_y — коэффициент упругой анизотропии; $E_{\parallel}$, $E_{\perp}$ — модуль упругости в направлениях соответственно параллельном и перпендикулярном плоскости сланцеватости; $\gamma_{\parallel}$, $\gamma_{\perp}$ — коэффициент теплопроводности в этих же направлениях.

В. М. Питерский рекомендует оценивать степень анизотропии пород через коэффициент анизотропии по скорости распространения упругих волн, т. е.

$$K = S_{\perp}/S_{\parallel}, \qquad (11.28)$$

где $S_{\perp}$, $S_{\parallel}$ — скорости прохождения упругой волны в направлениях соответственно перпендикулярном и параллельном сланцеватости.

В вопросах, связанных с определением степени анизотропии пород, имеются противоречия, основные из которых сводятся к следующему. Ряд исследователей основными считают различие свойств, определяемых при вдавливании штампа в горную породу. Другие рекомендуют изучать различие свойств при бурении. Третьи пытаются подменить буримость горных пород твердостью. Например, в работе А. К. Колесникова и других авторов отмечено, что показатель анизотропии по буримости может быть с достаточным приближением заменен отношением твердости пород в тех же направлениях. Это не может считаться корректным, поскольку механическая скорость бурения имеет физико-технический характер и зависит от многих факторов в реальной скважине, а твердость — это константа, определяемая в лаборатории при фиксированных условиях.

Вызывает возражение неоднозначность числовых оценок степени анизотропии горной породы, встречающихся во всех вариантах, а именно: больше единицы (1.4), меньше единицы (1.1), меньше нуля (1.2). Степень анизотропии характеризуется простым отношением бóльшей величины к меньшей (1.6) и меньшей к бóльшей (1.1), а также значением разности, отнесенной к меньшей (1.2) или большей (1.5), величине.

Степень анизотропии горных пород оценивают величинами, имеющими следующие наименования: буровой индекс анизотропии, индекс анизотропии, коэффициент буровой анизотропии, показатель анизотропии по буримости, причем наряду с таким разнообразием показателей некоторые из них не несут информации, поскольку не указано, анизотропия каких свойств имеется в виду.

В качестве основы словосочетания, используемого для характеристики степени неодинаковости свойств, употребляют слова «коэффициент», «индекс» и «показатель».

Слово «коэффициент» (от лат. *co* (*cum*) — совместно и *efficiens* — производящий, выполняющий) переводится как множитель, выражаемый цифрами. Поскольку «множитель» не отражает сути оце-

ниваемого явления, использование слова «коэффициент» вряд ли уместно.

Слово «показатель» является русским аналогом латинского слова «индекс» *(index)* и используется в математике как числовой или буквенный указатель, который используют в математических выражениях, для того чтобы отличить их друг от друга. В статистике индекс — относительный цифровой показатель, выражающий изменение уровня какого-либо явления к уровню того же явления, принятого за базу сравнения.

Таким образом, для характеристики степени анизотропии логично использовать русское слово «показатель» с добавлением характеризуемого свойства, например «показатель анизотропии по буримости», «показатель анизотропии по теплопроводности» и т. п.

Исследование анизотропии горных пород по твердости проводят на установке УМГП-3. Образцы для исследований лучше всего готовить из буровых кернов с параллельной сланцеватостью, слоистостью и т. д. У таких образцов хотя бы одна линия наибольшего сопротивления породы разрушению совпадает с длинной (продольной) осью керна. Желательно отбирать достаточно длинные куски керна (до 400—600 мм), с тем чтобы из одного куска можно было изготовить несколько образцов. При подготовке образцов необходимо по текстурным особенностям наметить тип горной породы с позиций анизотропии. Схемы вырезки образцов поперечно анизотропных, продольно анизотропных и полианизотропных горных пород показаны на рис. 11.30.

Для инженерных целей достаточно подготовить по каждой породе два основных образца для поперечно- и продольно-анизотропных разностей и три образца для полианизотропных разностей, что позволит

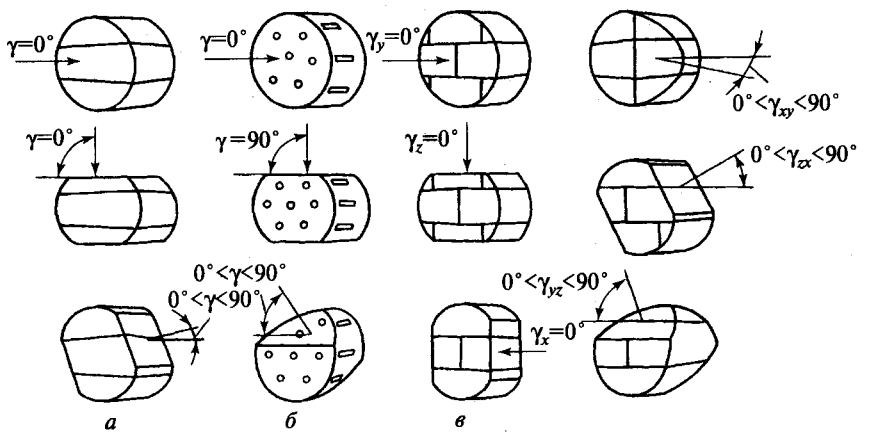


Рис. 11.30. Схема вырезки образцов для исследований анизотропных пород по твердости:

а — поперечно-анизотропная; *б* — продольно-анизотропная; *в* — полианизотропная

определить показатели анизотропии по двум или трем главным направлениям. Промежуточные значения показателей анизотропии пород могут быть рассчитаны с помощью линейного уравнения. Если же исследователю желательно или необходимо получить промежуточные значения показателя анизотропии, то следует изготовить дополнительные образцы с требуемым шагом по углу поворота.

Как правило, шаг поворота образца при экспериментальных исследованиях равен 15°.

В связи с трудностями при отборе монолитов (штуфов) пород в качестве исходного материала для подготовки образцов можно использовать керны анизотропных пород диаметром 55—58 мм, получаемые в результате бурения скважин коронками диаметром 76 мм. Для исследований у образца породы прорезаются две параллельные поверхности шириной 40 и длиной 80 мм. При этом расстояние между параллельными поверхностями (высоте образца) получается равным 40—42 мм. Для получения чистой поверхности образца каждую грань следует прошлифовать, обращая особое внимание на параллельность поверхностей. После изготовления образцы рекомендуется подсушить при температуре 30—50 °С в течение 1—3 сут.

Для определения твердости породы можно использовать цилиндрические штампы из закаленной стали с площадью торца от 1 до 5 мм^2 при твердости пород до 1500 МПа, а для более твердых пород надо использовать штампы из твердого сплава с площадью торца от 1 до 3 мм^2. Штампы с большой площадью торца можно применять для крупнозернистых пород, штампы с малой площадью — для мелкозернистых.

В результате исследований горных пород на установке УМГП-3 получают диаграммы (в осях давление — деформация) для каждого нагружения. Диаграммы служат исходным материалом для определения закономерностей изменения твердости горных пород в разных направлениях. Данные изучения анизотропии пород по твердости, полученные В. П. Рожковым, приведены в табл. 11.1.

Таблица 11.1. **Степень анизотропии некоторых пород по твердости**

Порода	Наименьшая твердость породы, МПа	Показатель анизотропии по твердости
Мрамор среднекристаллический, серый с размером зерен 0,3—2 мм. Текстура полосчатая, обусловленная вытянутыми линзами темно-серого кальцита	1540	1,23
Мрамор серый крупнокристаллический с размером зерен 0,5—3 мм, текстура массивная	1350	1,09
Мергель темно-серый с прожилками кальцита, текстура пятнистая из-за участков, обогащенных серым кальцитом	838	1,08
Кварцевый диорит, структура равномерно-зернистая	4810	1,02
Базальт порфировидный; в порфировых выделениях — авгит	4230	1,04

Определение показателя анизотропии горных пород по скорости прохождения ультразвука выполнено совместными исследованиями КазИМСа в ВИТРа. Разработаны методы и средства определения пространственного положения и степени анизотропии горных пород, дающие информацию для проектирования траекторий направленных скважин. Эти методы основаны на выявлении текстурной анизотропии измерением скоростей прохождения ультразвука в керне и последующей ориентацией в пространстве с помощью керноориентаторов нового поколения, позволяющих получать сплошные ориентированные пересечения без дополнительных трудозатрат. Приведем методику ультразвукового изучения степени анизотропии горных пород Ф. А. Бобылева, Э. Н. Шехтмана, И. Н. Страбыкина и Л. С. Прицкера.

Для измерения скоростей ультразвука в керне используют серийные дефектоскопы типа ДУК, позволяющие генерировать ультразвуковые колебания в диапазоне 100—2000 кГц и применять методы продольного прозвучивания. Для исследования могут быть использованы столбики керна с поперечными сколами, длина которых в 2 раза и более превышает его диаметр. При этом может быть исследован керн независимо от текстуры и форм ее проявления на поверхности. Это обстоятельство позволяет определять параметры анизотропии у пород со скрытой, визуально невидимой внутренней слоистостью, а также в магматических породах, где индикатором анизотропии выступает направление кристаллизации, невидимое на поверхности керна.

На отобранных для исследования образцах керна в его поперечной плоскости с помощью несложного приспособления закрепляют излучатель и приемник ультразвуковой установки и определяют скорость прохождения ультразвуковых импульсов по диаметру керна. Затем керн поворачивают на некоторый угол (например, 30°), вновь определяют скорость ультразвука и так до тех пор, пока не найдут его экстремальные значения, соответствующие максимальной и минимальной скоростям в измеряемой плоскости. После проведенных измерений излучатель и приемник устанавливают соосно на торцах керна и измеряют скорость ультразвука вдоль его оси. Поскольку керн чаще всего ломается по поперечным плоскостям, обеспечивающим примерную параллельность его торцов, то часто этого оказывается достаточно для соосной установки датчиков, хотя для большей точности измерений торцы столбиков следует потереть друг о друга. При надежном крепежном устройстве затраченное время на измерение одного образца не превышает 3—5 мин.

На основании полученных значений скоростей степень анизотропии может быть количественно выражена посредством показателя анизотропии соответственно для слоистой (сланцеватой) A_c и кристаллической $A_к$ текстур (рис. 11.31, *I*, *II*):

$$A_c = \frac{v_x^2}{v_y v_z}; \qquad (11.29)$$

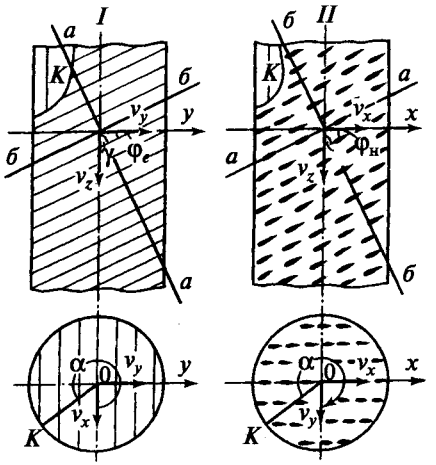


Рис. 11.31. Параметры изотропии:
I — в слоистой породе; *II* — в кристаллической породе

$$A_к = \frac{v_x v_z}{v_y^2}, \tag{11.30}$$

где v_x, v_y — соответственно максимальное и минимальное значения скоростей в поперечной плоскости; v_z — значение скорости вдоль продольной оси.

Если $A > 1$, то порода анизотропна, тогда необходимо определить пространственную ориентацию плоскости изотропии, т. е. определить угол φ и азимут α падения. На основе данных измерений во взаимно перпендикулярных плоскостях по предлагаемым формулам можно определить углы падения соответственно для слоистой (сланцеватой) $\varphi_с$ и кристаллической $\varphi_к$ текстур:

$$\varphi_с = \frac{90°}{1 + \dfrac{v_x - v_z}{v_x - v_y}}; \tag{11.31}$$

$$\varphi_к = \frac{90°}{1 + \dfrac{v_z - v_y}{v_x - v_y}}. \tag{11.32}$$

Для определения азимута падения необходимо одно из найденных экстремальных значений скоростей (например, максимальное v_x) «привязать» к ориентированной метке путем измерения угла α между линией апсидального направления *K* и осью v_x.

Для получения достоверных результатов по измерению скоростей ультразвука необходимо соблюдать определенные соотношения между размерами образцов керна, частотой колебаний *f*, длиной волны λ и

скоростью ультразвука *v*. Так, во избежание его рассеивания длина волны должна быть хотя бы в 2 раза меньше диаметра керна. Однако чрезмерное уменьшение λ может привести к искажению общего фона анизотропии, $v = \lambda f$, если на пути волн окажутся случайные неоднородности (пустоты, мономинеральные образования и т. д.). Если учесть, что скорость продольных ультразвуковых волн в зависимости от плотности пород меняется в диапазоне 2500—8500 м/с, то исходя из соотношения для существующих диаметров керна частота колебаний должна быть в пределах 100—1000 кГц.

Определение показателя анизотропии горных пород по упругости и теплоемкости основано на том, что тепловая энергия в кристаллах может распространяться за счет движения фотонов, фононов, свободных электронов (или свободных дырок), пар электрон-дырка или экситонов. В неметаллах тепловая энергия почти целиком передается колебаниями решетки (фононами).

Фононы могут рассматриваться как кванты энергии поля упругих колебаний решетки и существовать только внутри кристалла. Там, где они существуют, они проявляют специфические свойства квантовых частиц, перенося в пространстве кристалла импульс и энергию. Это обстоятельство используется для объяснения явления теплопроводности в диэлектрических кристаллах. При этом теплопроводность рассматривается как явление переноса энергии отдельными фононами.

По аналогии с кинетической теорией газов, возможно, что выражение теплопроводности фононного газа может быть записано в следующем виде:

$$\chi = \frac{1}{3} c v_0 \lambda, \tag{11.33}$$

где *c* — теплоемкость решетки; v_0 — скорость фононов; λ — средняя длина свободного пробега фонона.

Зная, что теплоемкость решетки — мера плотности фононов, можно считать, что теплопроводность структурно-анизотропного кристалла в разных направлениях неодинакова, причем она выше в направлениях наиболее плотной упаковки.

Структурную анизотропию, вызывающую анизотропию какого-либо тела по теплопроводности, согласно теории Дебая можно связать с системой акустических стоячих волн, скорость распространения которых зависит от модуля упругости рассматриваемой среды.

Модуль упругости связывается со скоростью распространения звука следующей зависимостью:

$$E = u^2 \rho, \tag{11.34}$$

где *E* — модуль упругости; *u* — скорость звука по данному направлению; ρ — плотность среды.

На основании уравнения (11.33) запишем выражение для расчета показателя анизотропии по теплопроводности по двум взаимно перпендикулярным направлениям — параллельному $\chi_\parallel$ и перпендикуляр-

ному $\chi_\perp$ плоскости сланцеватости, считая длину свободного пробега фонона одинаковой в обоих направлениях:

$$\frac{\chi_\parallel}{\chi_\perp} = \frac{u_\parallel}{u_\perp}\frac{c_\parallel}{c_\perp}. \qquad (11.35)$$

Аналогичным образом запишем уравнение показателя анизотропии по модулю упругости на основании уравнения (11.34), т. е.

$$\frac{E_\parallel}{E_\perp} = \frac{u_\parallel^2}{u_\perp^2}\frac{\rho_\parallel}{\rho_\perp}. \qquad (11.36)$$

Считая, что плотность фононов (характеристика теплоемкости) пропорциональна плотности среды, можно записать для анизотропного материала следующее выражение, связывающее модуль продольной упругости, скорость распространения звуковых волн и теплопроводность:

$$\frac{E_\parallel}{E_\perp} = \frac{u_\parallel^2}{u_\perp^2}\frac{\chi_\parallel^2}{\chi_\perp^2}. \qquad (11.37)$$

На основании этого Ю. Л. Боярко предложил простой способ определения анизотропии пород по упругости через анизотропию по теплопроводности.

Для определения показателя анизотропии по теплопроводности образец горной породы зашлифовывают по площадке, перпендикулярной сланцеватости. Затем его нагревают до температуры 80—90 °С и покрывают тонким слоем парафина. После охлаждения образца до обычной температуры к зашлифованной площадке плотно прижимают сферический электронагревательный элемент. Делают выдержку в 15—20 мин, в результате чего порода прогревается в окрестностях точки соприкосновения с металлом, и плавится парафин. Если порода анизотропна, то распространение тепла происходит неравномерно в разные стороны, в результате чего на поверхности образуется эллипс расплавившегося парафина, отношение длин осей которого характеризует степень анизотропии породы по теплопроводности (рис. 11.32).

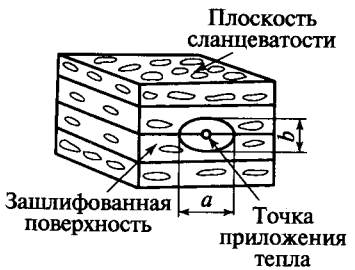


Рис. 11.32. Определение показателя анизотропии горной породы по теплопроводности

В табл. 11.2 приведены результаты экспериментального определения показателей анизотропии пород по акустическим $\frac{u_\parallel}{u_\perp}$, тепловым a/b свойствам и расчетный показатель анизотропии пород по упругости $E_\parallel/E_\perp$. Показатель анизотропии по тепловым свойствам рассчитан как отношение длин осей эллипсов расплавленного парафина в направлениях, параллельном a и перпендикулярном b линии наибольшего сопротивления.

Таблица 11.2. **Показатели анизотропии горных пород Стрежанского полиметаллического месторождения (Рудный Алтай)**

Порода	$u_\parallel$, м · с$^{-1}$	$u_\perp$, м · с$^{-1}$	$u_\parallel/u_\perp$	a/b	$E_\parallel/E_\perp = (u_\parallel/u_\perp)^2$	$E_\parallel/E_\perp = (a/b)^2$
Туфы кислого состава	6067	5272	1,15	1,16	1,32	1,35
Туффиты кислого состава	6565	5049	1,30	1,35	1,69	1,83
Алевролиты	6071	5707	1,06	1,13	1,12	1,28
Диабазы	6287	5904	1,06	1,02	1,12	1,05
Габбро-диабазы	6359	5498	1,16	1,09	1,35	1,18
Альбитофиры	6584	6417	1,03	1,03	1,06	1,06
Туфы смешанного состава	6184	5425	1,14	1,11	1,30	1,22

Данные табл. 11.2 иллюстрируют хорошую сходимость результатов определения показателей анизотропии пород по акустическим, тепловым и упругим свойствам.

Исследования анизотропии горных пород по твердости и буримости

Как отмечалось выше, имеется принципиальное различие в подходах к способу определения степени анизотропии горных пород. Первый из них, основанный на измерении твердости, с определенной степенью допущения называют статическим, другой — на измерении буримости — динамическим.

Для выбора наиболее объективного показателя степени анизотропии горных пород были проведены экспериментальные исследования твердости и буримости анизотропных пород, отобранных на Таштагольском железорудном месторождении. Показатели этих свойств изучали на одинаковых образцах, представленных метаморфизованными в разной степени песчаниками с прослоями алевролитов, интенсивно метаморфизованными гравелитами и конгломератами.

Твердость определяли на установке УМГП-3 с использованием стандартных пуансонов площадью 2 мм^2 на образцах, вырезанных из буровых кернов большого диаметра под углами 0, 30, 60 и 90° к ЛНБС. Под такими же углами разбуривались керновые образцы сланцеватых пород. Бурение осуществляли алмазной коронкой 01А3 с осевой нагрузкой в пределах 2000—4000 Н и частотой вращения от 155 до 1117 мин$^{-1}$.

Всего было получено по 48 величин твердости и буримости, причем (в зависимости от коэффициента вариации) для расчета каждой величины делалли от 5 до 20 замеров исследуемого параметра. Показатель анизотропии пород по твердости $A_н$ определяли из выражения (11.38), по буримости A_υ — из уравнения (11.39):

$$A_н = H_\gamma/H_\perp; \qquad (11.38)$$

$$A_\upsilon = \upsilon_\gamma/\upsilon_\parallel, \qquad (11.39)$$

где $H_\gamma/H_\perp$ — твердость породы под углом γ и перпендикулярно ЛНБС; $\upsilon_\gamma/\upsilon_\parallel$ — буримость породы под углом γ и параллельно ЛНБС.

Итак, оба показателя в анизотропных породах имеют величину больше единицы и возрастают с увеличением степени анизотропии. Экспериментальные данные были обработаны методами математической статистики для определения формы и степени связи между A_v и $A_н$, а также для сравнения достоверности исследований названными способами по коэффициенту вариации.

Расчеты, проведенные по стандартной методике, позволили установить, что коэффициент корреляции между анизотропией по буримости и по твердости достаточно мал и равен 0,38. Оценка коэффициента корреляции $r_{v/i}$ была проведена с помощью статистики:

$$t = \frac{r_{v/i}}{\sqrt{1 - r_{v/i}^2}} \sqrt{n-2}; \quad t = 1{,}36, \qquad (11.40)$$

где n — число совместных замеров.

Поскольку t оказалось много меньше $t_{0{,}05;\ 10} = 2{,}23$, был сделан вывод, что связь между анизотропией пород по буримости и по твердости, описываемая линейным уравнением $A_v = 0{,}87 + 0{,}38 A_i$, весьма мала. Использовать метод измерения твердости горной породы для оценки анизотропии буримости можно далеко не всегда, что объясняется физико-техническим характером буримости пород и таким же физико-техническим характером процесса естественного искривления скважин.

Уровень достоверности информации, полученной при определении степени анизотропии разными способами, оценивали коэффициентами вариации W, а существенность отличия результатов — проверкой гипотезы о равенстве средних значений. Статистика t, характеризующая расхождение коэффициентов вариации, будет составлять

$$t = \frac{\overline{W}_н - \overline{W}_v}{\sigma_{н,v}} \sqrt{\frac{n_н n_v}{n_н + n_v}}, \qquad (11.41)$$

где $W_н$, W_v — средние значения коэффициента вариации по твердости и по буримости при определенных углах встречи γ; $\sigma_{н,v}$ — средневзвешенное среднеквадратическое отклонение коэффициентов вариации; $n_н$, n_v — число замеров. Материалы расчетов приведены в табл. 11.3.

Таблица 11.3. **Значения математических статистик**

Оцениваемый параметр	Показатели статистики, %	Угол встречи ЛНБС, град			
		0	30	60	90
$A_н$	$W_н$	30,1	35,2	33,4	28,0
	$\sigma_н$	11,8	14,4	9,2	12,3
A_v	W_v	6,9	7,5	6,4	8,3
	σ_v	3,7	3,5	2,9	4,2
$A_н - A_v$	t	10,4	7,4	10,9	5,8

Материалы оценки коэффициентов вариации показателей анизотропии по твердости и буримости метаморфизованных песчаников Таштагольского железорудного месторождения получены при разных углах встречи ЛНБС.

Поскольку $W_н$ всегда больше W_v, а расчетная величина статистики t больше табличной $t_{0{,}001;\ 10} = 4{,}59$, становится ясно, что надежность оценки показателя анизотропии через буримость существенно выше, чем через твердость. На основании приведенных расчетов, учитывая физико-технический характер естественного искривления скважин, можно сделать вывод о том, что показатель анизотропии по буримости является более объективным при оценке анизотропных свойств пород с позиций направленного бурения.

Физико-технический характер показателя анизотропии по буримости пород проиллюстрован графиками, построенными на основании экспериментального бурения (рис. 11.33, 11.34). На рис. 11.33, *а* графики показателей анизотропии схожи, так как параметры бурения одинаковы, хотя по твердости и показателю анизотропии породы существенно отличаются. Причем порода, имеющая показатель анизотропии по твердости 1,13, характеризуется меньшим показателем анизотропии по буримости, чем порода с нулевым показателем анизотропии по твердости. На рис. 11.33, *б* отчетливо прослеживается рост показателя анизотропии по буримости с увеличением угла встречи ЛНБС, а также снижение его с ростом частоты вращения коронки в породах с близкой по величине твердостью и не проявляющейся анизотропией по твердости.

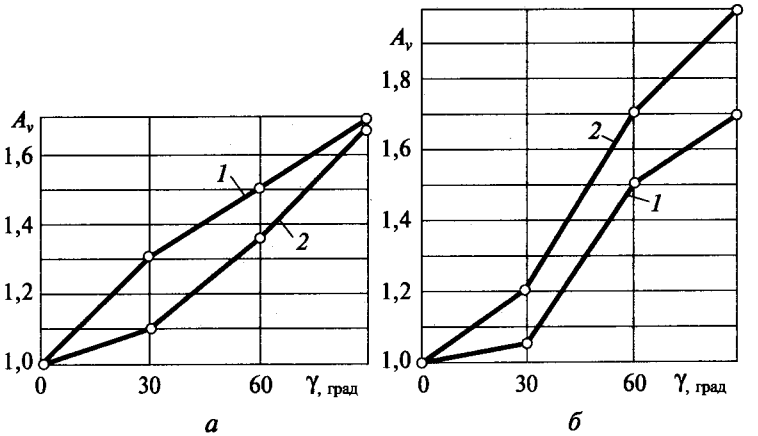


Рис. 11.33. Зависимость показателя анизотропии по буримости A_v от величины угла встречи γ с ЛНБС:

а — $C_0 = 200$ даН, $n = 645$ мин$^{-1}$; *1* — $A_н = 1$; $\overline{H} = 670$ МПа; *2* — $A_н = 1{,}13$; $\overline{H} = 998$ МПа; *б* — *1* — $C_0 = 300$ даН; $n = 1117$ мин$^{-1}$; $A_н = 1$; $\overline{H} = 1460$ МПа; *2* — $C_0 = 300$ даН; $n = 155$ мин$^{-1}$; $A_н = 1$; $\overline{H} = 1360$ МПа

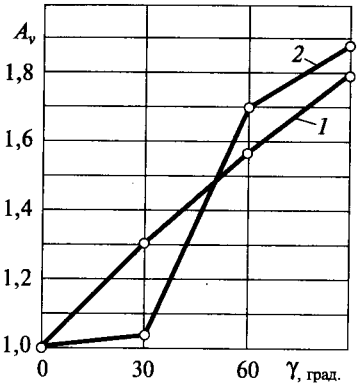


Рис. 11.34. Зависимость показателя анизотропии по буримости A_v от величины угла встречи γ с ЛНБС: *1* — $C_0 = 300$ даН, $n = 155$ мин$^{-1}$; $A_H = 1{,}16$; $\overline{H} = 1070$ МПа; *2* — $C_0 = 200$ даН, $n = 155$ мин$^{-1}$; $A_H = 1{,}17$; $\overline{H} = 1300$ МПа

На рис. 11.34 приведены зависимости показателя анизотропии по буримости от угла встречи ЛНБС для пород с близкой по величине твердостью, разбуренных при разных осевых нагрузках. При различных углах встречи ЛНБС наращивание одного режимного параметра может приводить к росту или к снижению показателя анизотропии по буримости.

Приведенные материалы говорят о том, что показатель анизотропии пород по буримости более приемлем для описания степени анизотропии пород, поскольку отражает свойства пород в физико-технической взаимосвязи с процессом бурения. Показатель анизотропии пород по твердости не отражает физическую природу процесса бурения, имеет более высокую дисперсию и плохо коррелирует с показателем анизотропии по буримости.

Смысл заключается в том, что таким образом интенсивность искривления зависит от степени анизотропии пород: чем больше степень анизотропии, тем выше интенсивность искривления. Показатель анизотропии по буримости зависит от параметров режима бурения: возрастает с увеличением осевой нагрузки и снижается с ростом частоты вращения, причем при частотах вращения свыше тысячи оборотов в минуту он в ряде случаев снижается до единицы, т. е. такой фактор, как анизотропия пород, перестает оказывать влияние на искривление скважин.

Таким образом, знание закономерностей изменения показателя анизотропии пород по буримости позволяет управлять процессом искривления технологическими методами.

11.7. Теория искривления скважин в анизотропных породах

Теоретические модели процесса естественного искривления скважин в анизотропных породах

Создано много теорий, объясняющих процесс естественного искривления скважин в анизотропных породах. В чем-то эти теории перекликаются и взаимно дополняют друг друга, а где-то взаимно исключают или отрицают. Исследованиями в области теории естественного искривления скважин в анизотропных породах занимались многие отечественные и зарубежные ученые: К. А. Боголюбский, Ю. Л. Боярко, Б. И. Воздвиженский, В. П. Зиненко, А. Г. Калинин, А. Н. Кирсанов,

Ю. Т. Морозов, В. В. Нескоромных, В. П. Рожков, И. Н. Страбыкин, С. С. Сулакшин, В. Б. Бредли, Г. Б. Вудс, А. Лубински, Р. Т. Макламор, С. Е. Мэрфи, Г. М. Роллинс, Д. Б. Чисэм и др. Однако однозначных представлений по рассматриваемому вопросу нет ни у нас в стране, ни за рубежом.

Резюмируя крупный обзор исследований, выполненных учеными разных континентов, Е. Т. Браун отмечает: «Несмотря на внимание, которое уделяется данному вопросу в последние годы, существующие теории не обеспечивают удовлетворительного предсказания результатов искривления при вращательном бурении. Существующие теории обычно рассматривают изотропные или переслаивающиеся породы, испытывают затруднения при учете изменения конструкции долота и часто используют недостаточно определенный параметр «сопротивляемость бурению», который в некоторых случаях приравнивается пределу прочности пород на сжатие».

В основу теории процесса искривления в анизотропных породах почти всегда закладывается один из двух принципов, обусловливающих отклонение скважины от заданного направления, суть которых сводится к следующему.

Скважины отклоняются за счет того, что скол породы под торцом породоразрушающего элемента или перед ним имеет асимметричную форму, в разных точках забоя скорость продольного перемещения коронки при резании анизотропных пород неодинакова.

Эти принципы в некоторых случаях рассматриваются вместе или обособленно.

Так, например, Р. Т. Макламор представляет процесс разрушения анизотропной породы следующим образом (рис. 11.35). При нагружении породоразрушающего элемента силой F_v он внедряется в породу, сжимая ее в некотором объеме. После превышения допустимых напряжений происходит объемное разрушение породы с образованием зоны растертой в порошок породы и осколка или осколков, отделяющихся вдоль плоскости сланцеватости породы. За счет взаимодействия породоразрушающего элемента с ненарушенной стенкой лунки разрушения при продольном перемещении первого возникает поперечная сила $F_н$, отклоняющая скважину от первоначального направления в сторону восстания пласта.

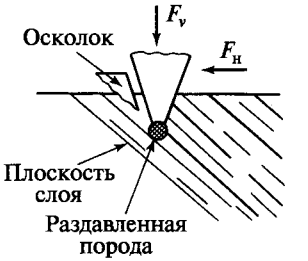


Рис. 11.35. Схема предпочтительного образования осколков в анизотропной породе (по Р. Т. Макламору)

Р. Т. Макламор назвал свою концепцию искривления теорией предпочтительного, или преимущественного, образования осколков. В работах Р. Т. Макламора и В. Б. Бредли отмечено, что концепция предпочтительного образования осколков применима в случае внедрения единичного клина в анизотропные горные породы. В этих экспериментах при падении слоев менее 45° скважина отклонялась в сторону восстания пластов, а при углах

падения больше 45° наблюдалось отклонение в сторону падения, что радикально расходится с фактическими закономерностями естественного искривления скважин. Необходимо отметить, что большинство зарубежных ученых оперирует понятием «угол падения», считая, очевидно, скважину вертикальной в рассматриваемый момент встречи плоскости сланцеватости. Более правильно использовать термин «угол встречи», поскольку он характеризует взаимное положение скважины и плоскости, что и необходимо.

Поскольку теории, подобные описанной, получили широкое распространение в нашей стране и за рубежом, но базирующиеся на них выводы не всегда согласуются с практикой, были проведены экспериментальные исследования, преследующие цель изучить форму лунок разрушения в анизотропной породе при разных углах встречи оси индентора с плоскостью сланцеватости породы.

Эти исследования проводили на установке УМГП-3 по методике Л. А. Шрейнера. Разрушение проводили цилиндрическим пуансоном диаметром 1,5 мм. После разрушения породы лунку очищали и ее форму и размеры фиксировали измерительным микроскопом. Породы были представлены лавобрекчиями, слаборассланцованными известково-глинистыми алевролитами и сланцами различного состава.

Для сравнения и изучения закономерностей и конфигурации лунки разрушения образцы выпиливали из кернов под разными углами к плоскости сланцеватости. Некоторые типизированные профили и планы лунок разрушения анизотропных пород приведены на рис. 11.36.

Наиболее крупной по площади является лунка разрушения, полученная при больших значениях угла γ, равных 75° (см. рис. 11.36, *а*). Наибольшая часть породы скалывается по восстанию плоскости сланцеватости, причем плоскость скола очень чистая и ровная. По падению плоскости сланцеватости скалывания почти не происходит. Необходимо акцентировать внимание на том, что осколок породы отделяется именно по плоскости делимости (сланцеватость в данном случае)

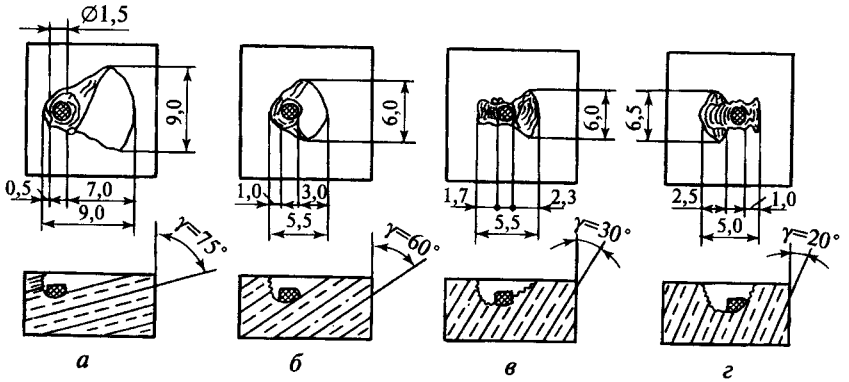


Рис. 11.36. Типизированные формы и размеры лунок разрушения в анизотропных горных породах при различных углах встречи γ плоскости сланцеватости

от основания зоны смятия до выхода плоскости делимости на поверхность.

С уменьшением угла встречи до 60° (см. рис. 11.36, *б*) картина скалывания породы принципиально не изменяется. Осколок породы отделяется по плоскости сланцеватости, имеет ровную нижнюю поверхность, однако имеются и различия. Горизонтальные размеры лунки разрушения существенно меньше, чем при угле встречи 75°, а зона смятия породы находится несколько ближе к центру лунки.

Эти тенденции развиваются с уменьшением угла встречи плоскости сланцеватости до 30 и 20° (см. рис. 11.36, *в*, *г*). При таких углах встречи зона смятия приближается к передней стороне лунки. Большая часть породы скалывается в тыльной части лунки в направлении падения плоскости сланцеватости. Передняя часть скола проработана плохо и не обладает ровной плоскостной формой.

Приведенные наблюдения позволяют понять основу представлений таких ученых, как Р. Т. Макламор, В. Б. Бредли и других исследователей, показавших теоретически и экспериментально искривление в сторону восстания пласта при углах встречи плоскости сланцеватости более 45° и в сторону падения плоскости сланцеватости при углах встречи менее 45°. Однако в анизотропных породах искривление скважин по падению плоскости сланцеватости происходит весьма редко и только при малых углах встречи 10—20°. Примером могут служить железорудные месторождения Горной Шории, полиметаллические месторождения Рудного Алтая, сложенные в основном анизотропными породами с субвертикальной рассланцовкой. Скважины, проектируемые с поверхности на глубину 1000 м и более, забуривают с начальными зенитными углами не более 3—5°, поэтому углы встречи скважин с плоскостью сланцеватости в верхней части разреза имеют величину 10—30°, что согласно теориям асимметричного разрушения забоя должно приводить к выкручиванию скважин. Однако в 80—85 % случаев скважины увеличивают свой зенитный угол с переменной интенсивностью искривления практически до выхода на линию наименьшего сопротивления породы разрушению, причем максимум интенсивности искривления происходит на равновесный угол встречи 45° (рис. 11.37).

Другие ученые допускают изображение скоростей разрушения пород в разных точках забоя при помощи векторов, длина которых условно принимается пропорциональной соответствующим показателям анизотропии при разрушении

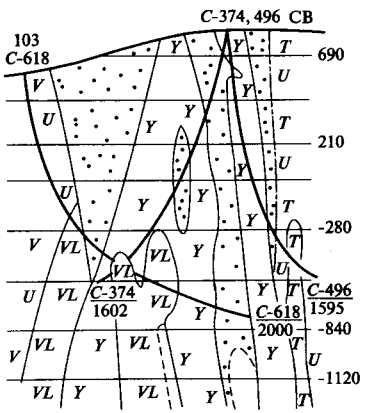


Рис. 11.37. Геологический разрез по разведочной линии № 63 Таштагольского железорудного месторождения

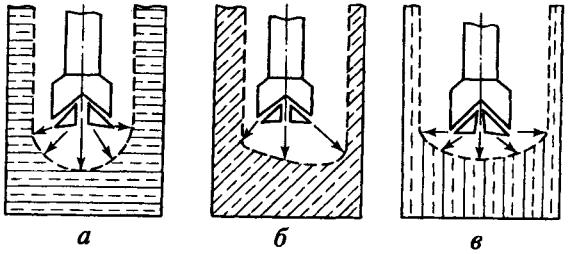


Рис. 11.38. Схема разрушения забоя и разработки ствола скважины в зависимости от направления положения породоразрушающего инструмента к плоскости напластования пород:

а — перпендикулярно плоскости напластования; *б* — под углом 45° к плоскости напластования; *в* — параллельно напластованию

породы по различным осям. В стилизованном виде разрушение горных пород на забое и в стенках скважины показано на рис. 11.38.

Механизм искривления ствола можно представить следующим образом. В пространстве, выбранном по контуру эпюры разрушения, торец породоразрушающего инструмента стремится занять такое положение, при котором его центральная ось совпала бы с серединой овала. Инструмент передвигается в сторону наиболее интенсивно разбуриваемой стенки скважины по мере возникновения свободного пространства, образующегося после каждого оборота породоразрушающего инструмента, по линии наименьшего сопротивления в породе.

Изложенный подход содержит ряд спорных моментов, в связи с чем были проведены экспериментальные работы по бурению в образцах анизотропных пород.

В кернодержателе *8* специального стенда (рис. 11.39) зажимали комбинированный образец горных пород *7*, состоящий из изотропного полукерна *1, 4* и анизотропного полукерна *2, 3*. Изотропный и анизотропный полукерны склеивали между собой эпоксидной смолой и располагали на стенде таким образом, чтобы направления падения плоскостей сланцеватости в обоих случаях совпадали и соответствовали положительному направлению оси *x*, но керны имели зеркальное расположение своих изотропных и анизотропных частей.

Стенд представляет собой подвижную платформу *6*, которая за счет опорных *10* и направляющих *12* подшипников может перемещаться по неподвижной платформе *9* вдоль оси *x* и нулевой отметки *5*. При разбуривании образца анизотропной породы алмазной коронкой *11* с помощью бурового станка УКБ-50/100, входящего в состав стенда, платформа перемещается вдоль оси *x*, что связано с появлением поперечных (относительно продольной оси шпинделя) сил, которые в условиях реальной скважины приводят к ее искривлению. Но в связи с тем что на стенде шпиндель практически не может отклоняться (поскольку представляет собой достаточно жесткую конструкцию), а платформа

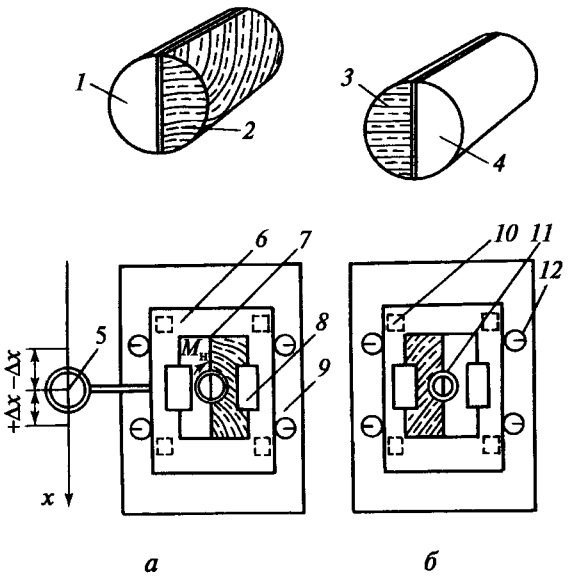


Рис. 11.39. Схема экспериментального стенда для бурения в направлении падения плоскости сланцеватости (*а*) и в направлении восстания плоскости сланцеватости (*б*) и комбинированные образцы горных пород

имеет одну степень свободы, платформа с закрепленным образцом породы перемещается в направлении, противоположном естественному уходу скважины. При этом отход платформы от начального положения в направлении $+x$ соответствует искривлению скважины по восстанию плоскости сланцеватости, а в направлении $-x$ соответствует искривлению по падению плоскости сланцеватости.

Анизотропные породы, использованные в данном эксперименте, были представлены в основном лавобрекчией андезитового состава порфировой структуры. Микролиты плагиоклаза составляют основную массу в вулканическом стекле. Стекло раскристаллизовано кварцем и полевыми шпатами. Размеры обломков составляют до 2,5 мм, средняя твердость породы по штампу — около 1000 МПа при весьма незначительном показателе анизотропии пород по твердости, равном 1,04. Однако показатель анизотропии по буримости имеет очень большое значение — 1,65.

В качестве изотропной породы использовали среднезернистый мрамор, имеющий среднюю твердость 1040 МПа. Всего было сделано 42 рейса длиной по 5 мм, в том числе 19 рейсов преимущественно в направлении падения плоскости сланцеватости (см. рис. 11.39, *а*) и 24 рейса преимущественно в направлении восстания плоскости сланцеватости (см. рис. 11.39, *б*). При бурении в направлении падения плоскости сланцеватости образец перемещался в среднем на 0,216 мм,

т. е. скважина отклонялась в основном вдоль направления падения плоскости сланцеватости, причем из 19 раз скважина шла по восстанию плоскости сланцеватости 5 раз, а по падению — 14 раз.

При бурении в направлении восстания плоскости сланцеватости образец перемещался в среднем на величину +0,179 мм, т. е. скважина отклонялась в основном по восстанию плоскости сланцеватости, причем из 24 раз скважина шла по восстанию плоскости сланцеватости 19 раз, а по падению — 5 раз.

Полученные экспериментальные результаты позволяют поставить под сомнение асимметрию разрушения породы в забойной зоне как основополагающий фактор в процессе формирования естественного искривления скважин в анизотропных породах при алмазном бурении.

Если исходить из асимметричной формы разрушения породы как основной причины искривления скважин, то величина и направление перемещения платформы в рассматриваемых альтернативных случаях должны быть одинаковыми. Чем отличаются условия экспериментов? Полуплоскость изотропии находится с одной стороны по отношению к оси шпинделя и наклонена под одинаковым углом. Показатель анизотропии породы также одинаков в обоих случаях. Следовательно, скважина должна отклоняться всегда в направлении восстания плоскости сланцеватости, но с несколько меньшей интенсивностью, чем это происходило бы, будь образец полностью анизотропен. Однако, как свидетельствуют приведенные выше результаты, этого не происходит, что позволило сформулировать иной взгляд на процесс естественного искривления скважин в анизотропных породах.

Обоснование искривления скважин в анизотропных породах при алмазном бурении основано на том, что для отклонения скважины от заданного направления на нее должна действовать поперечная сила. Появление этой силы не может быть объяснено асимметричной формой лунки разрушения, поэтому должен быть иной принцип ее формирования. Эксперименты при бурении на комбинированных кернах позволили предположить, что искривление скважин зависит от величины сил, действующих на породоразрушающий инструмент со стороны породы в плоскости, перпендикулярной продольной оси инструмента.

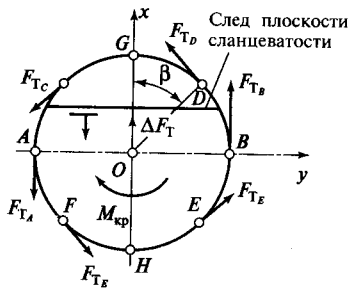


Рис. 11.40. Схема силовых взаимодействий породоразрушающего инструмента с анизотропной горной породой

Схема силового взаимодействия породоразрушающего инструмента с образцом анизотропной породы представлена на рис. 11.40. Резец породоразрушающего инструмента, перемещающийся по часовой стрелке от точки H до G (по дуге HAG), движется в направлении восстания плоскости сланцеватости и, таким образом, вслед отдельным кристаллам, но встречает их под разными углами, что обусловливает неодинаковую силу сопротивления породы этому перемещению в различных точках. От точки G до точки H, двигаясь по дуге GBH, резец перемещается в направлении падения плоскости сланцеватости, причем в точках G и H сопротивление перемещению минимально (если рассматривать дугу GBH), а в точке B сопротивление наибольшее.

Сумма всех сил, действующих на коронку параллельно x, равна

$$\Delta F_{\sim} = \sum F_{\sim_i} \sin\beta_i. \qquad (11.42)$$

Если сопротивление породы перемещению резца в направлении восстания плоскости сланцеватости меньше, чем в противоположном направлении, то результирующая сила сопротивления ΔF_T будет расположена так, как это показано на рис. 11.40, а скважина должна отклоняться в сторону восстания плоскости сланцеватости.

Для объяснения наличия отклоняющей силы при встрече плоскости сланцеватости под острым углом необходимо помнить некоторые общие принципы из теории разрушения горных пород. Дифференцируем этот процесс на составляющие и сопоставим их в условиях перемещения резца в направлении восстания плоскости сланцеватости и в противоположном направлении.

Процесс алмазного бурения, как правило, сопровождается погружением резца в породу под действием осевой нагрузки, молекулярным взаимодействием резца и горной породы, пластическим оттеснением некоторой части породы с пути движения резца, упругой деформацией некоторой части породы с последующим восстановлением формы и размеров выступающих частей, скалыванием породы передней гранью резца и т. д. Если рассматривать величину погружения резца в породу, ориентируясь на угол встречи плоскости сланцеватости, то она должна быть одинакова для всех точек коронки (т. е. в начальный момент).

Силы молекулярного взаимодействия не зависят от направления вращения инструмента. Одинакова и величина пластического оттеснения породы при различных направлениях встречи плоскости сланцеватости, а затраты на упругую деформацию выступающих не разрушенных частей породы зависят от направления перемещения резца. При скольжении резца вслед наклонным кристаллам (рис. 11.41, *а*) вершины последних легко пригибаются и пропускают резец; при движении резца навстречу кристаллам (см. рис. 11.41, *б*) для пропуска резца вершина кристалла должна деформироваться на большую величину либо должна нарушиться его сплошность. В обоих случаях затраты энергии на преодоление препятствия при перемещении резца навстречу наклонному кристаллу больше, чем при его перемещении вслед наклонному кристаллу.

Аналогично распределяются затраты энергии на скалывание некоторой части породы передней гранью резца (см. рис. 11.41, *в*, *г*). Известно, что внутри слойка породы отдельные ее элементы удерживаются друг относительно друга преимущественно ионно-ковалентными или ковалентно-ионными связями, а слойки породы притяги-

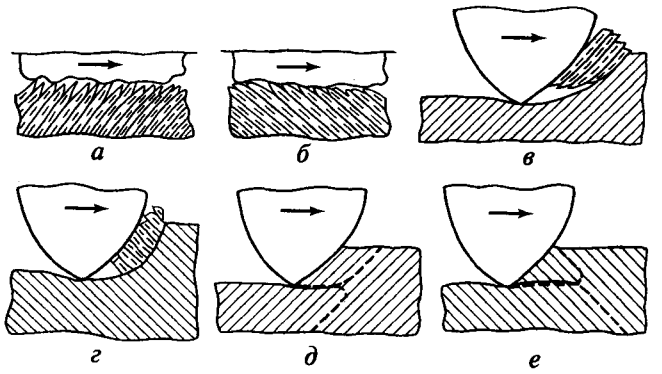


Рис. 11.41. Схемы взаимодействия резца и породы при перемещении резца:

а, б — при упругом деформировании выступающих частей породы; *в, г* — при скалывании пород передней гранью резца; *д, е* — при образовании опережающей трещины с различным характером ветвления

ваются друг к другу посредством молекулярных связей, которые на один-два порядка слабее ионных и ковалентных, что обусловливает наличие плоскостей скольжения в горных породах.

Перед передней гранью перемещающегося резца создаются нормальные и касательные напряжения, приводящие к отделению породы в некотором объеме. Тогда при бурении в направлении восстания плоскости сланцеватости при одинаковых затратах энергии может быть отделен больший объем породы, чем при перемещении резца в направлении падения плоскости сланцеватости. Это объясняется тем, что в первом случае (см. рис. 11.41, *в*) распространение касательных напряжений при выходе на поверхность забоя соответствует направлениям плоскостей скольжения, что позволяет оторванным элементам породы выскальзывать на поверхность без особых усилий.

Другая картина наблюдается во втором случае (см. рис. 11.41, *г*), когда для отделения элемента породы от массива должна быть нарушена его сплошность по линии не молекулярных, а ионных или ковалентных связей. Кроме того, существенно затруднено удаление отделенной породы из-под передней грани, что в сумме приводит к появлению большей силы сопротивления перемещению заглубленного резца в направлении падения плоскости сланцеватости.

При рассмотрении данного процесса с позиций разных конфигураций трещин предразрушения при движении резца характер ветвления трещин, видимо, может оказаться различным. Можно предположить, что трещина предразрушения будет наиболее интенсивно развиваться в направлении наименьшей прочности породы, т. е. в направлении плоскостей скольжения. В таком случае наиболее предрасположенными к отделению будут зоны с проработанными зеркалами скольжения при движении резца в направлении восстания плоскости сланцеватости (см. рис. 11.41, *д*), чем в противоположном направлении (см. рис. 11.41, *е*).

Естественное искривление скважин наряду с другими причинами происходит из-за избирательного фрезерования стенки скважины подрезными элементами и асимметричного разрушения ее забоя по площади и глубине. Независимо от того, за счет каких причин или факторов происходит искривление, оно обусловливается наличием поперечной относительно длинной оси снаряда силы, которая стремится отклонить скважину от заданного направления. Если поперечная сила — равнодействующая множества других отклоняющих сил — отсутствует, то скважина не искривляется.

Если поперечная сила присутствует и скважина искривляется, то алмазная коронка (рис. 11.42, *а*) прижимается к стенке скважины половиной своей наружной боковой поверхности и половиной своей внутренней боковой поверхности — к поверхности керна, контактируя с ними своими соответственно наружными и внутренними подрезными алмазами.

При этом результирующая внешних сил N формирует нормальную составляющую $N_н$ на наружной боковой поверхности матрицы и аналогичную составляющую $N_в$ на ее внутренней поверхности. При вращении коронки в направлении ω появляются тангенциальные силы на наружной $\tau_н$ и внутренней $\tau_в$ поверхностях матрицы, действующие со стороны породы на коронку в направлении, противоположном вектору скорости.

Таким образом, на наружной боковой поверхности матрицы появляется равнодействующая $R_н$ нормальных и тангенциальных сил, приложенных к коронке и отклоняющих коронку в левую сторону от направления действия результирующей внешних сил N. На внутренней поверхности матрицы появляется соответствующая сила $R_в$, отклоняющая коронку в правую сторону от направления силы N.

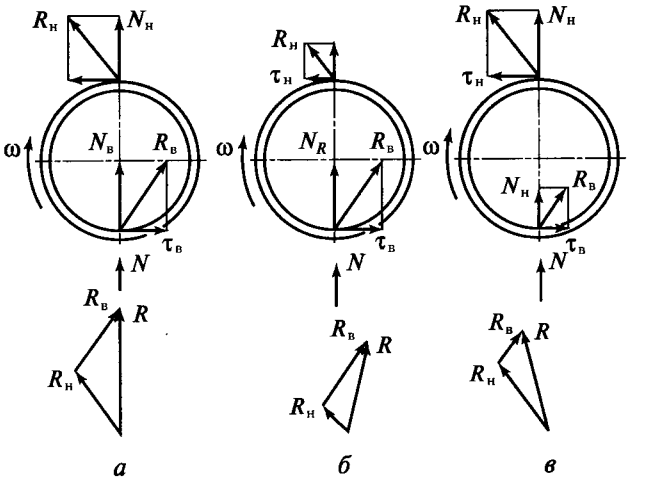


Рис. 11.42. Упрощенные схемы поперечных отклоняющих усилий и возможные направления искривления скважин

В случае, когда обе поверхности матрицы несут одинаковую нагрузку, суммарная равнодействующая поперечных сил R направлена по оси действия отклоняющей силы N. При этом уход скважины в сторону от этого направления отсутствует. Если какая-то из боковых поверхностей матрицы нагружена больше другой, то сила R разворачивается в соответствующую сторону: при перегрузке внешней стороны матрицы — влево (рис. 11.42, *б*), при перегрузке внутренней — вправо (см. рис. 11.42, *в*).

Направление искусственного искривления следует рассматривать в пространстве относительно вектора суммарной отклоняющей силы N. Так, если скважина естественно выполаживается равно загруженной алмазной коронкой, то при перегрузке внешней поверхности следует ожидать левого искривления. Если выполаживающаяся скважина искривляется естественно вправо, то перегрузка внешней поверхности снижает интенсивность правого искривления или при определенных условиях приводит к левому искривлению. При выкручивании скважины картина азимутального искривления будет обратной. Например, при повышении загрузки наружной поверхности коронки будет возрастать правая компонента искривления и уменьшаться левая.

Величина нормальной силы N на боковой поверхности матрицы коронки пропорциональна количеству установленных на ней подрезных алмазов, поскольку все они воспринимают одинаковую нагрузку; величина силы τ, которая фактически является силой трения, равна произведению нормальной силы на коэффициент трения, или коэффициент сопротивления перемещению резца при микрорезании, сильно зависящий от формы алмаза и параметров режима бурения. Это можно использовать для управления искривлением скважин, применяя коронки с заранее заданными параметрами боковых поверхностей.

Для исследования закономерностей естественного искривления скважин в анизотропных породах в Томском политехническом университете был создан специальный экспериментальный стенд (рис. 11.43), включающий основание *8*, на котором на подшипниках *6, 9* установлены верхняя *5* и нижняя *7* подвижные платформы,

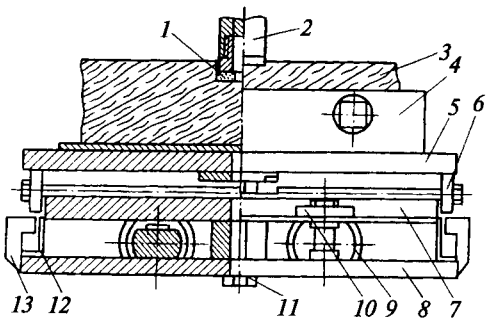


Рис. 11.43. Схема экспериментального стенда с двумя степенями свободы

имеющие возможность перемещаться в горизонтальной плоскости. Вращению платформы препятствуют направляющие подшипники *10*. На верхней платформе закреплен кернодержатель *4* с зажимными плашками и керном *3*, в котором коронка *1* выбуривает отверстия с помощью станка со шпинделем *2*. Возможность свободного перемещения платформ ограничена упругими элементами *12*. Около упругих элементов смонтированы индуктивные датчики *13*. Неподвижность платформ при забуривании обеспечивается фиксатором *11*.

Экспериментальный стенд включает буровой станок СКБ-2, промывочный насос НБ-11Э и два самопишущих милливольтметра КСП-4.

Для измерения в процессе бурения зенитной и азимутальной составляющих сил смещения образца породы в качестве воспринимающего эти силы элемента используют упругие стальные пластины. Передача силы смещения на пластины соответствующих кареток осуществляется через шарнирные упоры, закрепленные в верхних частях пластин. Величина изгиба пластины соответствует величине приложенной смещающей силы, и измеряют ее индуктивными датчиками, тарированными в единицах силы.

Методика экспериментального бурения заключалась в том, что в кернодержателе закрепляли керн анизотропной горной породы, имеющий параллельную сланцеватость. Плоскость сланцеватости устанавливали под требуемым углом к оси шпинделя станка. При застопоренных с помощью фиксатора платформах забуривали скважину на высоту матрицы коронки, затем при выключенной подаче проводили приработку алмазной коронки, необходимую для снятия напряжений в шпинделе, возникших при забуривании.

По окончании приработки коронки без остановки вращения платформы расстопаривали, включали подачу шпинделя при сохранении режима промывки, включали электросекундомер и самописцы, фиксировали значения поперечных сил при установленных параметрах режима бурения. В зависимости от условий эксперимента углубку проводили либо ступенчато, либо непрерывно на всю высоту образца. Эксперимент считался состоявшимся в том случае, когда на диаграмме наблюдалась зона устойчивого режима, т. е. сила упругой деформации пластинчатой пружины уравновешивала поперечную отклоняющую силу, генерируемую на контакте резцов коронки и горной породы.

Наличие этого экспериментального стенда позволило впервые выделить в чистом виде и разложить на поперечные составляющие силы, возникающие на контакте алмазной коронки и анизотропной горной породы, которые приводят к отклонению бурового снаряда от прямолинейной траектории.

Экспериментальные исследования отклоняющих сил осуществляли в двух взаимно перпендикулярных направлениях в горизонтальной плоскости. Одно из этих направлений соответствовало проекции линии падения плоскости сланцеватости. Силу, действующую в этом направлении, называют *зенитной* P_θ. Если сила направлена в сторону

восстания плоскости сланцеватости, она считается положительной, если в сторону падения этой плоскости — отрицательной. Силу, соответствующую проекции линии простирания плоскости сланцеватости, называют *азимутальной* P_α. Если сила, отклоняющая снаряд, направлена вправо от проекции линии восстания плоскости сланцеватости, она считается положительной, если влево — отрицательной.

Экспериментальные исследования осуществляли на рассланцованных породах Таштагольской серии VI—IX категории по буримости при углах встречи 45° с плоскостью сланцеватости тремя однослойными алмазными коронками диаметром 36 мм. Основные результаты экспериментов приведены в табл. 11.4.

Таблица 11.4. **Результаты экспериментального бурения**

Номер коронки	z	$n = 325$ мин$^{-1}$			$n = 645$ мин$^{-1}$			$\bar{P}_\theta$	$\bar{P}_\alpha$
		C_{oy}, МПа	P_θ	P_α	C_{oy}, МПа	P_θ	P_α		
34	0,50	2,6	4,92	1,15	2,6	2,35	2,13	7,15	1,53
		4,9	7,96	2,08	3,5	5,82	1,20		
		7,0	12,07	−0,20	5,1	8,04	1,09		
135	0,35	2,6	3,68	0,21	2,6	2,37	2,13	5,06	0,38
		4,9	5,14	1,54	3,5	3,90	0,60		
		7,0	6,07	−0,93	5,1	7,08	−0,38		
					7,0	5,65	−5,80		
153	0,15	2,6	4,71	0,77	2,6	4,22	0,98	7,10	−0,59
		4,9	6,13	−0,06	3,5	3,32	1,72		
		7,0	12,81	−3,69	5,1	8,45	−0,68		

Примечание. z — отношение количества алмазов на внутренней и наружной поверхностях матрицы; C_{oy} — удельная осевая нагрузка; n — частота вращения; P_θ, P_α; $\bar{P}_\theta$; $\bar{P}_\alpha$ в даН.

Зависимости зенитной силы от удельной осевой нагрузки при разных частотах вращения, построенные на основании табл. 11.4, приведены на рис. 11.44. Из анализа кривых данного рисунка следуют выводы:

— отклоняющая сила, формирующая зенитное искривление, имеет абсолютную величину от 2 до 13 даН;

— зенитная отклоняющая сила, как правило, возрастает с увеличением осевой нагрузки;

— при малых частотах оборотов эта зависимость хорошо аппроксимируется уравнением прямой линии;

— при возрастании частоты оборотов эта зависимость менее выражена, хотя в целом тенденция сохраняется;

— связь зенитной силы с частотой оборотов при проведении данных экспериментов не столь однозначна, как с осевой нагрузкой;

— при частоте вращения 645 мин$^{-1}$ и малых удельных нагрузках 2—3 МПа зенитная сила меньше, чем при таких же нагрузках, но при меньших частотах вращения;

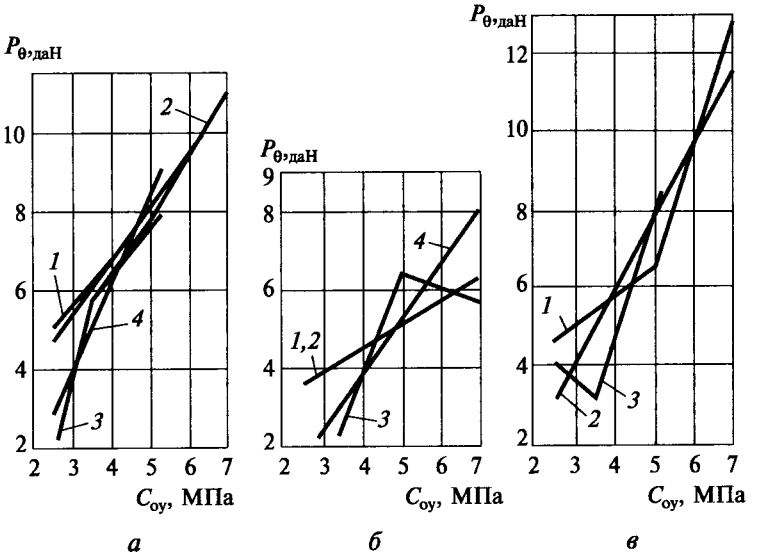


Рис. 11.44. Зависимость величины зенитного отклоняющего усилия от удельной осевой нагрузки для алмазных коронок № 34 (*а*), № 135 (*б*), № 153 (*в*) диаметром 36 мм при различных частотах вращения n, мин$^{-1}$:

1, *2* — 325; *3*, *4* — 645; *1*, *3* — эмпирические кривые; *2*, *4* — теоретические прямые

— при частоте вращения 645 мин$^{-1}$ и больших удельных нагрузках 4—7 МПа зенитная сила имеет бóльшие значения, чем при малых частотах оборотов.

В табл. 11.5 приведены корреляционные характеристики распределения зенитных сил, определяющие форму их связи с удельной осевой нагрузкой, степень связи этих параметров (r — коэффициент парной корреляции) и оценки степени связи параметров (t — расчетная статистика и $t_{v;\,0,05}$ — табличная статистика при $t = n - 2$ и уровне значимости 0,05). Поскольку все t расчетные больше t табулированных, зависимости зенитной силы от осевой нагрузки описаны уравнениями прямых линий.

Таблица 11.5. **Корреляционные характеристики распределения зенитных сил**

Номер коронки	n, мин$^{-1}$	$P_\theta = f(C_{oy})$, даН	N, шт.	r	t	$t_{v\,;\,0,05}$
34	25	$P_\theta = 1{,}39C_{oy} + 1{,}24$	33	0,496	3,18	2,04
	45	$P_\theta = 2{,}19C_{oy} - 2{,}59$	23	0,745	5,12	2,07
135	325	$P_\theta = 0{,}62C_{oy} + 2{,}21$	37	0,335	2,11	2,03
	645	$P_\theta = 1{,}44C_{oy} - 1{,}87$	19	0,564	2,84	2,11
153	325	$P_\theta = 1{,}95C_{oy} - 1{,}87$	36	0,735	6,30	2,03
	645	$P_\theta = 1{,}35C_{oy} + 6{,}56$	21	0,455	2,23	2,09

При анализе закономерностей формирования азимутальной силы необходимо учитывать, что для экспериментов были выбраны алмазные коронки, имеющие разное вооружение наружной и внутренней боковых поверхностей матрицы. Коронка № 34 имела соотношение количества внутренних и наружных подрезных алмазов, равное 0,5; № 135 — 0,35 и № 53 — 0,15. Для определения названного соотношения боковые поверхности матриц стандартных алмазных коронок были обработаны электрохимическим способом, и обнаженные алмазы пересчитаны под микроскопом.

Из анализа рис. 11.45 можно сделать выводы о закономерностях азимутального искривления скважин:

— характер азимутальной силы очень существенно зависит от соотношения числа внутренних и наружных подрезных алмазов. При соотношении, равном 0,5, зафиксирована положительная азимутальная сила, равная 1,53 даН. При уменьшении соотношения алмазов до 0,35 сила остается положительной, но ее значение уменьшается до 0,38 даН; при величине соотношения 0,13 преобладающей в азимутальном искривлении становится левая компонента, а сила равна 0,59 даН;

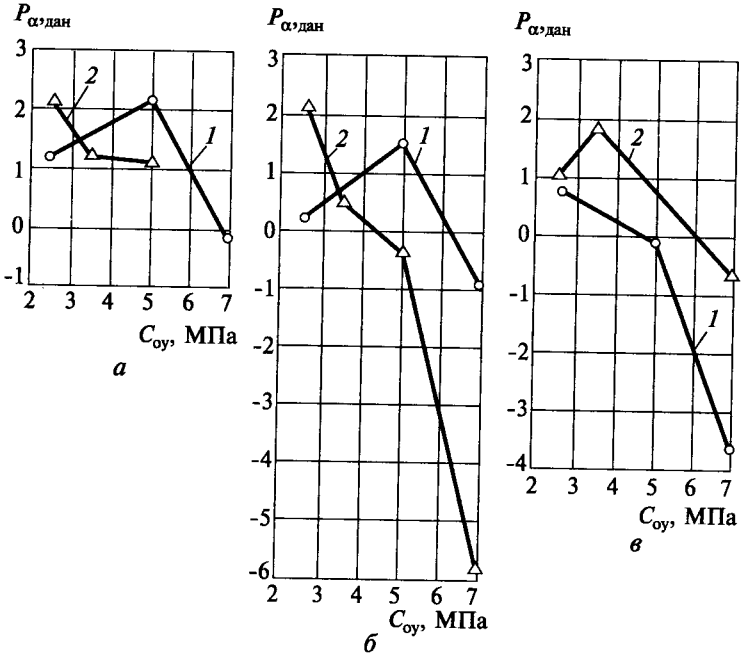


Рис. 11.45. Зависимости величины азимутальной отклоняющей силы от удельной осевой нагрузки для алмазных коронок № 34 (*а*), № 135 (*б*), № 153 (*в*) диаметром 36 мм при разных частотах вращения n, мин$^{-1}$:

1 — 325; *2* — 645

— очень активную роль при формировании азимутальной силы играет осевая нагрузка. Для всех коронок с ростом нагрузки уменьшается правая компонента и увеличивается левая. Переход от правого искривления к левому не достигнут только у коронки № 34 с соотношением алмазов 0,5 при частоте оборотов 645 мин$^{-1}$. В пяти остальных группах экспериментов при начальной удельной нагрузке 2,6 МПа наблюдалась положительная сила (правое искривление), а при максимальном давлении 4,9—7 МПа — отрицательная (левое искривление);

— частота оборотов не столь существенно влияет на азимутальное отклонение, однако в целом просматривается увеличение правой компоненты искривления с ростом частоты оборотов.

Все изложенное позволило предположить, что отклоняющие зенитная и азимутальная силы связаны между собой.

Для прогнозирования азимутального усилия по материалам экспериментального бурения рассчитано уравнение множественной корреляции, связывающее величину азимутального усилия с параметрами режима бурения:

$$P_{\alpha} = 1{,}03 - 0{,}046 C_{0\text{у}} + 0{,}0021 n. \qquad (11.43)$$

Между зенитной и азимутальной силами во всех случаях существует обратная зависимость, что позволяет сделать выводы относительно природы азимутального искривления скважин и создать систему мер по его регулированию.

Так, на рис. 11.40 торцевые алмазы коронки в точке A движутся вслед плоскости сланцеватости, а в точке B — навстречу, что приводит к асимметричному разрушению забоя по глубине, т. е. в точке A скорость бурения выше, чем в диаметрально противоположной. Таким образом, в результате этого скважина должна двигаться по правому винту, т. е. выполаживаться и поворачиваться вправо по азимуту.

Рассматривая рис. 11.42, отметим, что поскольку алмазная коронка на внутренней поверхности всегда имеет меньшее количество подрезных алмазов, чем на наружной, то поперечные нормальные и тангенциальные силы на наружной поверхности больше, чем на внутренней. Поэтому если принимать в расчет только поперечные компоненты, скважина должна искривляться по левому винту, т. е. выполаживаться и отклоняться влево по азимуту за счет асимметричного разрушения забоя по плоскости. Однако эти поперечные компоненты начинают превалировать тогда, когда поперечная сила достаточно велика, т. е. велика сила, прижимающая боковые поверхности матрицы к стенке скважины и керна.

Таким образом, при малых осевых нагрузках создается малая зенитная отклоняющая сила, поэтому скважина искривляется в основном по азимуту вправо за счет асимметричного разрушения забоя по глубине в точках A и B (см. рис. 11.40). При наращивании осевой нагрузки увеличивается зенитная сила, возрастают нормальные и тангенциальные силы на боковых поверхностях матрицы коронки и начинают проявляться поперечные компоненты (см. рис. 11.42), что приводит

сначала к снижению интенсивности правого искривления, а затем — к изменению направления азимутального искривления на противоположное (левое).

Роль промывочной жидкости в закономерностях искривления скважин определяется ее способностью сохранять или увеличивать диаметр скважины. В частности, имеются утверждения о том, что увеличение расхода промывочной жидкости приводит к существенному расширению скважины в призабойной зоне, сопровождаемому дополнительным перекосом колонкового набора и повышением интенсивности искривления. Однако исследования, проведенные Ф. А. Вайновым и Ю. С. Ивановым, показали, что каждая скважина, пробуренная в скальных и полускальных породах, имеет в призабойной зоне интервал устойчивости, длина которого всегда больше 7—10 м. Диаметр скважины в этом интервале почти равен диаметру породоразрушающего инструмента. Следовательно, колонковый набор всегда работает в скважине одного диаметра, поэтому тезис о влиянии размыва стенок скважины на интенсивность искривления может быть снят. Тем не менее режим промывки оказывает существенное влияние на искривление скважин.

Выдвинутое предположение о приоритетном характере влияния сил сопротивления породы поперечному перемещению резца при бурении в анизотропных породах на искривление скважин потребовало экспериментальной проверки закономерностей искривления скважин при промывке разными жидкостями.

Исследованиями П. А. Ребиндера и др. установлено, что в процессе бурения непосредственно под коронкой образуется трещиноватая зона, и циркулирующая жидкость со смачивающим агентом проникает в микротрещины этой зоны. Использование промывочной жидкости с увеличенной смачивающей способностью повышает эффективность разрушения породы вследствие проникновения смачивателя в микротрещины и адсорбирования его на поверхностях. Этот эффект может активизироваться при бурении в анизотропных породах, склонных к образованию многочисленных плоскостей скольжения, сообщающихся с поверхностью забоя. В связи с этим был проведен ряд циклов экспериментального бурения рассланцованных горных пород при промывке водным однопроцентным раствором сульфонола, являющегося активным понизителем твердости, и проведено сравнение величин отклоняющих зенитных и азимутальных сил с соответствующими результатами, полученными при промывке скважин технической водой (табл. 11.6).

Результаты экспериментов показали, что зенитная сила уменьшилась более чем в 2 раза, что, в свою очередь, изменило характер азимутальной силы. Поскольку при бурении с промывкой водой зенитная сила большая, то существенно проявилась левая компонента искривления (поперечные эффекты), а это подтверждает сделанные ранее выводы.

Исследование характера влияния промывочной жидкости на искривление скважин должно стать объектом серьезных исследований, ус-

Таблица 11.6. **Сравнительные результаты экспериментального бурения скважин в анизотропных породах алмазными коронками диаметром 36 мм при промывке жидкостями разных типов**

Параметры	Тип промывочной жидкости	
	Вода	1%-й раствор сульфонола
Число циклов	61	39
$C_{оу}$, МПа	5,3	5,3
n, мин$^{-1}$	325	325
P_θ, даН	8,61	3,81
P_α, даН	−0,72	0,78
$v_м$, мм/с	0,68	0,76

пешное выполнение которых откроет новые возможности управления процессом направленного бурения.

Методика расчета проектной интенсивности естественного искривления разработана на основании классических приемов теории сопротивления материалов. Она основывается на том, что в анизотропных породах за счет действия поперечной силы $\Delta F_т$ и других сил скважина резко отклоняется от первоначального прямолинейного направления. В определенный момент времени при достижении предела вписываемости снаряд касается стенок скважины и забоя в трех точках A, B, C (рис. 11.46). При дальнейшем искривлении скважины появляется поперечный изгиб снаряда за счет действия породы на колонковую трубу в точке B с силой P, которая пропорциональна прогибу трубы $y_к$. За счет упругости колонкового набора сила P передается в точке A и C и воздействует на стенку скважины, причем величина силы в точках A и C равна половине силы P.

Сила P' возрастает с увеличением интенсивности искривления скважины и изгибом колонковой трубы по законам механики, в то время как величина смещающей силы $\Delta F_т$ остается постоянной для данных геолого-технических условий. В тот момент, когда P' возрастает до такой степени, что сравняется с отклоняющей силой $\Delta F_т$, искривление скважины должно стабилизироваться. При этом колонковая труба вращается вокруг криволинейной оси. Другие виды движения практически исключаются, поскольку снаряд зажат в резко искривленном призабойном участке.

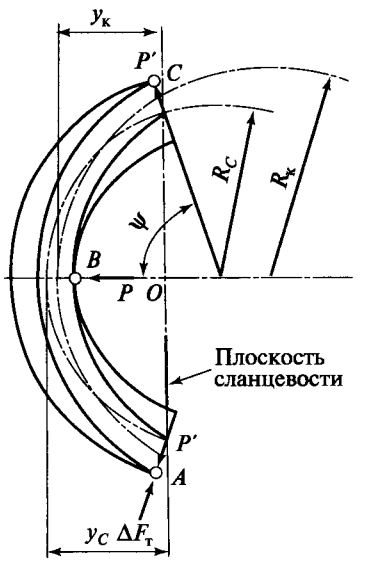


Рис. 11.46. Схема к расчету интенсивности искривления скважин в анизотропных породах

Сила P может быть легко рассчитана исходя из упругих свойств колонковой трубы:

$$P = y_к 48EI/l^3, \tag{11.44}$$

где $y_к$ — величина наибольшего прогиба трубы; E — модуль упругости; I — момент инерции сечения трубы; l — длина колонковой трубы.

Радиус искривления скважины будет равен

$$R_с = l^2/8y_с, \tag{11.45}$$

где $y_с$ — наибольший прогиб скважины на отрезке, равном l.

Выразим прогиб оси скважины через величину прогиба оси трубы:

$$y_с = y_к + \Delta r(1 + \cos\psi), \tag{11.46}$$

где ψ — угол смежности точек B и C; Δr — радиальный зазор между колонковой трубой и скважиной.

Поскольку ψ в реальных условиях не превышает нескольких градусов, запишем

$$y_с = y_к + \Delta D, \tag{11.47}$$

где ΔD — диаметральный зазор между колонковой трубой и скважиной.

Решаем уравнение (11.44) относительно $y_к$, приравнивая $\Delta F_т$ к $P/2$:

$$y_к = \frac{l^3 \Delta F_т}{24EI}. \tag{11.48}$$

Подставим выражение (11.46) в равенство (11.45) и решим уравнение относительно $y_к$:

$$y_к = \frac{l^2}{8R_с} - \Delta D. \tag{11.49}$$

Приравняем правые части уравнений (11.48) и (11.49) и решим уравнение относительно $R_с$:

$$R_с = \frac{l^2}{8\left(\Delta D + \dfrac{\Delta F_т l^3}{24EI}\right)}. \tag{11.50}$$

Далее определяем интенсивность естественного искривления скважин:

$$i = \frac{19{,}05\left(24\Delta D + \dfrac{\Delta F l^3}{EI}\right)}{l^2}, \tag{11.51}$$

где ΔD — диаметральный зазор, м; $\Delta F_т$ — отклоняющая сила, даН; l — длина колонковой трубы, м; E — модуль Юнга, даН/м^2; I — момент инерции сечения трубы, м^4.

Из последнего уравнения следует, что возможно наличие экстремума длины колонковой трубы, обеспечивающей минимальную интенсивность искривления. Для отыскания экстремума продифференцируем уравнение (11.51) относительно длины: приравняем первую производную нулю и решим полученное уравнение относительно длины:

$$\frac{di}{dl} = 19{,}05\left(\frac{\Delta F_т}{EI} + \frac{48\Delta D}{l^3}\right); \tag{11.52}$$

$$l_0 = \sqrt[3]{\frac{48EI\Delta D}{\Delta F_т}}, \tag{11.53}$$

где l_0 — длина колонковой трубы, обеспечивающая минимальную интенсивность искривления.

Проиллюстрируем графически экстремальный характер уравнения (11.51), проведя расчеты интенсивности искривления для колонковых труб диаметром 73 мм и дезориентирующей силы 10 даН (рис. 11.47).

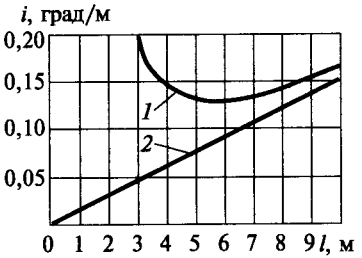


Рис. 11.47. Зависимость интенсивности искривления скважин от длины колонкового набора диаметром 73 мм при отклоняющей силе 10 даН:

1 — стандартный колонковый набор; *2* — сцентрированный в скважине колонковый набор

Уравнение (11.51) для полностью сцентрированной в скважине колонковой трубы, при диаметральном зазоре, равном нулю, преобрело вид

$$i = \frac{19{,}05\Delta F_б l}{EI}. \tag{11.54}$$

Решим его для тех же усилий, что и предыдущее. Полученная линейная зависимость интенсивности искривления от длины трубы изображена на рис. 11.48.

Из уравнения (11.54) видно, что с увеличением длины центрированного колонкового набора возможная интенсивность искривления возрастает, поскольку длинный снаряд прогнуть проще, чем короткий.

Уравнение (11.53) позволяет определить оптимальную длину колонкового набора, которая обеспечивает наименьшую интенсивность естественного искривления скважин при разных дезориентирующих силах (табл. 11.7, рис. 11.48).

Экстремальный характер зависимости интенсивности искривления скважин от длины колонковой трубы показан на рис. 11.40. При увеличении длины колонковой трубы с 1 до 4,5—5 м интенсивность искривления уменьшается от 0,08—0,1 до 0,01—0,03 град/м. Таким образом, оптимальная длина колонкового набора находится в пределах 4,5—5 м, что достаточно хорошо согласуется с расчетами (см. табл. 11.7).

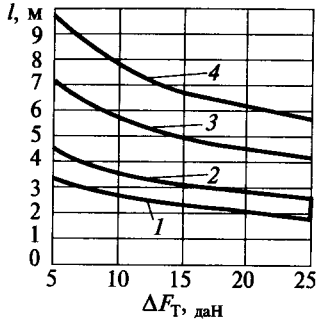


Рис. 11.48. Зависимость оптимальной длины колонкового набора от отклоняющей силы при разных диаметрах D колонковых труб, мм:
1 — 44; *2* — 57; *3* — 73; *4* — 89

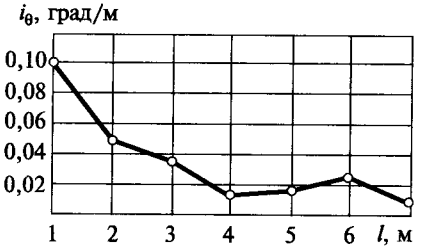


Рис. 11.49. Эмпирическая зависимость интенсивности зенитного искривления от длины 73-миллиметровой колонковой трубы при бурении скважин на Шерегешевском и Таштагольском месторождениях

Таблица 11.7. **Оптимальные длины (м) колонковых наборов различных диаметров**

Диаметр колонковой трубы, м	Дезориентирующая сила, даН				
	5	10	15	20	25
0,044	3,30	2,62	2,29	2,06	1,91
0,057	4,45	3,53	3,09	2,81	2,61
0,073	7,12	5,66	4,94	4,94	4,17
0,089	9,70	7,70	6,73	6,11	5,68

Во многих работах отмечается, что при бурении скважин комплексами ССК и КССК интенсивность искривления в 1,2—1,5 раза выше, чем при алмазном бурении с использованием обычной колонны и соответственно обычного колонкового набора.

Выполним расчет предельной интенсивности естественного искривления по уравнению (11.51) для разных снарядов со съемными керноприемниками и стандартных труб соответствующей длины, при удельной отклоняющей силе $\Delta F_т = 0{,}031$ МПа позволим получить данные, приведенные в табл. 11.8.

Анализ их показывает, что интенсивность искривления скважин с применением ССК и КССК всегда выше, чем при бурении обычным снарядом. Это объясняется тем, что прирост отклоняющей силы за счет утолщения матрицы не компенсируется повышенным моментом инерции более толстой колонковой трубы названных комплексов.

Превышение расчетной интенсивности искривления для ССК и КССК над обычными снарядами составляет до 31 % (см. табл. 11.11), причем наибольшее превышение наблюдается при использовании КССК-76, что объясняется наибольшей площадью торца колонки у названного комплекта. Фактически разница в интенсивности искривления

Таблица 11.8. **Предельная интенсивность естественного искривления скважин для комплексов снарядов со съемными керноприемниками (ССК, КССК) и для стандартных колонковых наборов**

Типоразмер снаряда	Длина колонкового набора, м	Диаметр коронки, 10^{-2} м		Площадь торца коронки, 10^{-4} м^2	Отклоняющая сила, даН	Диаметр колонковой трубы, 10^{-3} м		Момент инерции сечения колонковой трубы, 10^{-8} м^4	Диаметральный зазор, 10^{-3} м	Предельная интенсивность искривления, град./м
		наружный	внутренний			наружный	внутренний			
ССК-46	3,90	46	24	12,09	3,75	44	35	11,2	2	0,184
СКН-46	3,90	46	31	9,1	2,84	44	37	9,4	2	0,173
ССК-59	5,40	59	35	17,5	5,42	56	45	28,7	3	0,145
СКН-59	5,40	59	42	13,5	4,22	57	48	26,0	2	0,115
ССК-76	4,19	76	48	27,3	8,45	73	60	77,2	3	0,122
СКН-76	4,19	76	59	18,0	5,62	73	63	63,0	3	0,114
ССК-76	6,72	76	40	32,7	10,14	73	60	77,2	3	0,115
СКН-76	6,72	76	59	18,0	5,62	73	63	63,0	3	0,088

при бурении стандартным колонковым набором может быть еще более заметной, если интенсивность искривления рассчитать на оптимальную длину.

Традиционные технические средства направленного бурения часто не способны обеспечить эффективность стабилизации траекторий скважин в анизотропных породах. Это связано с тем, что применяемые жесткие компоновки низа бурильной колонны обладают малой чувствительностью и генерируют усилия в направлении, противоположном естественному искривлению, только после большого изгиба.

Корректировка траекторий скважин с помощью раскрепляемых отклонителей позволяет, как правило, вывести скважину в заданную точку. Однако этот метод нельзя считать конструктивным, поскольку он предусматривает исправление уже допущенного брака и требует для этого определенных дополнительных затрат средств и времени. В связи с этим возникла необходимость разработки инструмента, предназначенного для стабилизации траекторий скважин, основанного на других принципах, т. е. за счет учета характера взаимодействия естественных сил, возникающих при контакте породоразрушающего инструмента с горной породой.

Вид базированной алмазной коронки и ее продольное сечение представлены на рис. 11.50. Коронка состоит

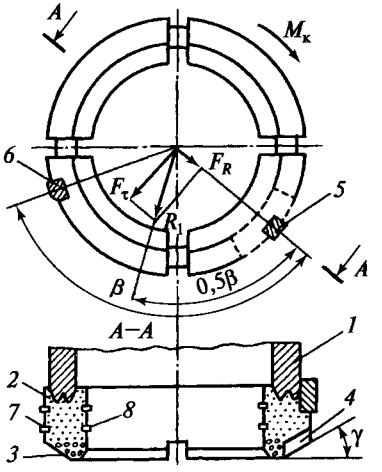


Рис. 11.50. Базированная алмазная коронка

из корпуса *1*, к которому присоединена металлокерамическая матрица *2*, содержащая естественные или искусственные объемные алмазы *3*. Наружная часть торца корпуса наклонена под углом γ к поперечной оси. В наклонной части торца матрицы выбран паз *4*, горизонтальная проекция которого показана пунктиром. В боковую поверхность матрицы вмонтированы базовые направляющие *5* и *6*. Боковые поверхности матриц армированы наружными *7* и внутренними *8* подрезными алмазами. Базовые направляющие разнесены на угол β. Наружная поверхность матрицы коронки, заключенная между сторонами угла β, подрезными резцами не армирована. При создании осевой нагрузки и крутящего момента осуществляется силовое взаимодействие торца коронки и горной породы. На наклонной части торца коронки в точке касания каждого алмаза с породой возникает поперечная радиальная составляющая, направленная к центру коронки. Поперечные силы, генерируемые в диаметрально противоположных точках, взаимно уничтожаются. Поскольку в матрице выбран паз, диаметрально противоположная ее часть формирует некомпенсированные радиальные силы, равнодействующая которых F_R направлена к центру паза. В точке, диаметрально противоположной пазу, формируется и $F_т$ — равнодействующая тангенциальных сил, направленная противоположно вектору скорости вращения.

Равнодействующая R радиальной и тангенциальной сил направлена по биссектрисе угла β и обеспечивает равномерную загрузку базовых направляющих и их равномерный износ. Коронка прижимается к стенке скважины базовыми направляющими, имеющими гладкую форму, которые не разрушают стенку скважины и не уводят скважину от заданного направления.

При появлении посторонней возмущающей силы, вызванной геолого-техническими причинами, величина и направление равнодействующей всех поперечных сил меняется, но не выходит за пределы сектора, ограниченного базовыми направляющими, что исключает возможность прижатия матрицы ее вооруженной частью к стенке скважины и резко снижает интенсивность увода скважины от первоначального направления.

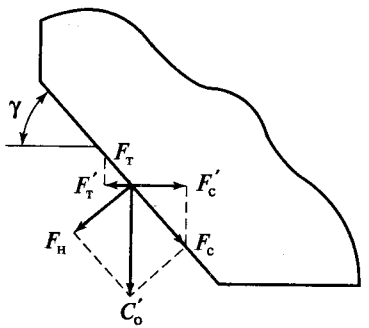


Рис. 11.51. Схема разложения сил на конусной части торца базированной алмазной коронки

На рис. 11.51. приведена схема разложения сил на наклонной конусной части торца базированной алмазной коронки. Обозначены силы: $C'_о$ — несбалансированная осевая нагрузка; $F_н$ — нормальная составляющая от $C'_о$, действующая перпендикулярно плоскости торца коронки; $F_с$ — сила, смещающая коронку по падению плоскости резания; $F_т$ — сила трения, препятствующая этому смещению; $F'_т$ Ц $F'_с$ — проекции соответствующих сил $F_с$ и $F_т$ на горизонтальную плоскость.

Несбалансированную радиальную силу F_R определяют как разницу сил $F'_т$ Ц $F'_с$. Ее величину находят из несложных уравнений:

$$F_т = C'_о \sin\gamma; \tag{11.55}$$

$$F_с = C'_о \cos\gamma; \tag{11.56}$$

$$F_т = F_т \cos\gamma = C'_о \sin\gamma\cos\gamma; \tag{11.57}$$

$$F_с = F_с\varphi, \tag{11.58}$$

где φ — коэффициент трения при перемещении резца в плоскости продольного сечения коронки,

$$F'_с = F_с \cos\gamma = C'_о \varphi \cos^2\gamma. \tag{11.59}$$

Тогда

$$F_R = C'_о \sin\gamma\cos\gamma - C'_о \varphi \cos^2\gamma = C'_о \cos\gamma(\sin\gamma - \varphi\cos\gamma). \tag{11.60}$$

Из уравнения (11.60) следует, что радиальная сила появляется в тот момент, когда $\sin\gamma > \cos\gamma\cdot\varphi$ и может регулироваться углом наклона торца коронки и несбалансированной осевой силой, если считать величину φ константой.

Несбалансированная тангенциальная сила равна

$$F_т = C'_о f\cos\gamma, \tag{11.61}$$

где f — коэффициент трения при перемещении резца в плоскости забоя.

Методика определения угла разноса и местонахождения базовых направляющих основывается на следующих положениях.

1. Для того чтобы базовые направляющие нагружались равномерно и, следовательно, имели одинаковый износ, равнодействующая всех поперечных сил должна быть направлена по биссектрисе угла между ними.

2. Одна из базовых направляющих располагается на линии действия несбалансированной радиальной силы, что исключает возможность фрезерования стенки скважины при малых значениях тангенциальных сил.

Определить величину угла β можно, вернувшись к схеме, приведенной на рис. 11.50:

$$\beta = 2\,\mathrm{arctg}\,\frac{F_т}{F_R}. \tag{11.62}$$

Подставив уравнения (11.61) и (11.60) в выражение (11.62), получим уравнение для расчета угла β:

$$\beta = 2\,\mathrm{arctg}\,\frac{f}{\sin\gamma - \varphi\cos\gamma}. \tag{11.63}$$

Создание коронок с эллиптической матрицей и незамкнутым торцом является перспективным направлением технических средств для снижения интенсивности естественного искривления скважин.

Было предложено с целью снижения интенсивности искривления скважин при бурении снарядами со съемными керноприемниками создавать матрицы, позволяющие бурить скважины на малых (до 6 кН) осевых нагрузках.

Снижение необходимых осевых нагрузок на коронку без уменьшения удельных осевых нагрузок может достигаться разработкой оригинальных конструкций матрицы (схема размещения и крупность алмазов, состав матрицы) или сокращением площади торца коронки.

Особенностью коронки, предлагаемой для снижения интенсивности искривления, считается наличие эллиптической кольцевой формы рабочей части (рис. 11.52, *а*), причем большая ось эллипса по наружному контуру равна диаметру формируемого ствола скважины, а малая ось по внутреннему — диаметру керна. Эллиптическая форма торцевой части позволяет создать коронки со сколь угодно малой площадью торца без изменения конструкции колонкового набора, поскольку при этом формируются ствол скважины и керн, имеющие обычные диаметры.

Использование коронки с незамкнутым торцом матрицы (рис. 11.52, *б*) заключается в следующем. Несовпадение центра тяжести торца матрицы с точкой приложения осевого усилия приводит к появлению изгибающего момента, постоянно действующего по линии *AB* независимо от вида движения коронки и стремящегося ориентировать след плоскости изгиба колонкового набора по этой линии.

В этом случае, когда под действием геологических или других при-чин колонковый набор приобретает фиксированный перекос и вращается вокруг собственной оси, он сообщает этот вид движения породоразрушающему инструменту. При использовании обычной коронки в такой ситуации происходит максимальное искривление скважины.

При вращении коронки с незамкнутым торцом в таком режиме плоскость действия изгибающего момента, обусловленного ее конструктивными особенностями, будет вращаться с частотой, задаваемой породоразрушающему инструменту станком, и стремиться задать первой полуволне колонкового набора вращение вокруг оси скважины. Это сокращает время работы компоновки в режиме фиксированного перекоса и уменьшает интенсивность искривления скважины.

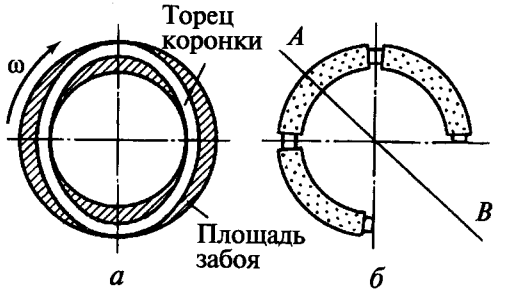


Рис. 11.52. Схемы коронок неправильной формы:
а — коронка эллиптической кольцевой формы; *б* — коронка с незамкнутым торцом

В Томском политехническом университете были проведены экспериментальные и теоретические исследования, позволившие дать рекомендации по управлению процессом искривления скважин в анизотропных породах технологическими методами, в том числе балансированными коронками.

При бурении скважин наиболее универсальным показателем процесса взаимодействия резца с породой считается энергоемкость (в Дж/мм^3), которую определяют уравнением

$$a_v = \frac{N}{S v_м}, \tag{11.64}$$

где N — мощность, затраченная на разрушение горной породы, Вт; S — площадь кольца разрушенной породы, мм^2; $v_м$ — механическая скорость бурения, м/с.

Коэффициент трения f можно увязать с энергоемкостью a_v процесса бурения (рис. 11.53).

Проведенный корреляционный анализ подтвердил сделанное предположение. Корреляционные уравнения, связывающие коэффициенты трения однослойных $f_о$ (*1*, *3*) и импрегнированных $f_и$ (*2*, *4*) коронок с энергоемкостью (рис. 11.54), имеют вид

$$f_о = 0{,}094 + 0{,}025 a_v; \tag{11.65}$$

$$f_и = 0{,}143 + 0{,}029 a_v. \tag{11.66}$$

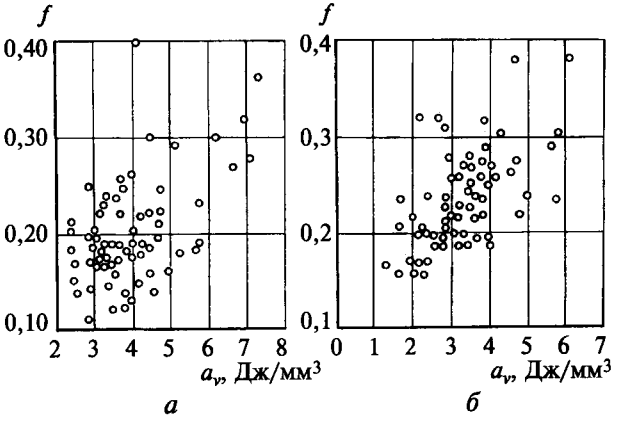


Рис. 11.53. Точечные диаграммы распределения коэффициента трения f от энергоемкости разрушения a_v:
а — для однослойных коронок; *б* — для импрегнированных коронок

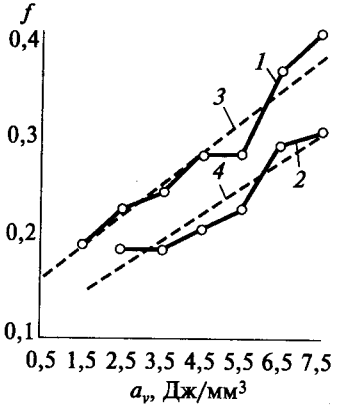


Рис. 11.54. Зависимости коэффициента трения f от энергоемкости a_v процесса разрушения породы:

1 — экспериментальная для импрегнированной коронки; *2* — то же, для однослойной коронки; *3* — теоретическая для импрегнированной коронки; *4* — то же, для однослойной коронки

В уравнениях (11.65), (11.66) имеется свободный член большой величины, причем этот член не связан непосредственно с разрушением породы. Складывается мнение, что этот член — некая начальная величина коэффициента трения, не зависящая от параметров разрушения, обусловленная наличием сил молекулярного взаимодействия резца и породы.

Этот свободный член, как показали эксперименты, имеется всегда, и значение его находится на уровне 0,1. Еще не удавалось получить коэффициент трения, равный 0,05 или 0,07 даже при самых малых затратах мощности. Он всегда больше 0,1. Видимо, этот порог существует объективно.

Другой же член уравнения непосредственно связан с разрушением породы, т. е. ее резанием, смятием, скалыванием, упругим и пластическим деформированием. Его значение определяется соотношением усилий, затраченных на проворачивание вдавленного резца и на это вдавливание.

Для практического определения и прогнозирования величины коэффициента трения необходимо установить его связь со свойствами горных пород и параметрами режима бурения. Эта задача была решена опосредованно через энергозатраты на разрушение горной породы.

Энергоемкость процесса разрушения (Дж/мм³) теоретически может быть записана следующим образом (по И. А. Нейштетеру):

$$a_v = 6 \cdot 10^{-5} \frac{C_0 n}{D_{ср} v_м}, \qquad (11.67)$$

где C_0 — осевая нагрузка, даН; n — частота вращения, мин$^{-1}$; $D_{ср}$ — средний диаметр коронки, мм; $v_м$ — механическая скорость бурения, м/ч.

Проведенный анализ показал, что характер зависимости энергоемкости от режимных параметров значительно отличается в породах средней твердости и в твердых породах. Поэтому искомые зависимости механической скорости определялись для пород средней твердости ($H < 3500$ МПа) и твердых ($H > 3500$ МПа) отдельно, а также отдельно для однослойных и импрегнированных коронок.

С помощью уравнений (11.65), (11.66) можно рассчитать коэффициенты трения для разных параметров режима бурения скважин однослойными и импрегнированными коронками диаметром 76 м в твердых породах ($H = 5000$ МПа). Эти зависимости приведены на рис. 11.55.

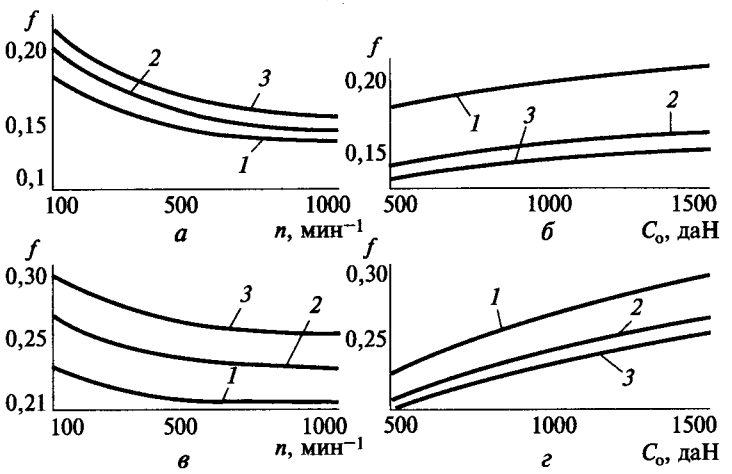


Рис. 11.55. Зависимости коэффициента трения f от частоты вращения n и осевой нагрузки C_0 для однослойных (*а*, *б*) и импрегнированных (*в*, *г*) коронок:

а, *в* — $C_0 = 500$ (*1*), 1000 (*2*), 1500 даН (*3*);
б, *г* — $n = 100$ (*1*), 500 (*2*), 1000 мин$^{-1}$ (*3*)

Анализ графиков на рис. 11.55 позволил сделать следующие выводы:

1. С ростом осевой нагрузки на резец коэффициент трения увеличивается. Акцентируем внимание на том, что увеличивается не сила трения, а коэффициент трения. Объясняется это тем, что чем больше осевая нагрузка на резец, тем больше его заглубление в породу. При этом у всех кривогранных кругловершинных образований, к которым относятся алмазы, прирост горизонтальной проекции заглубленной части меньше, чем соответствующий прирост вертикальной проекции.

2. С ростом частоты вращения коэффициент трения снижается. Это объясняется тем, что с ростом частоты вращения снижаются затраты на вторичную упругую деформацию отдельных элементов горной породы, так как они не успевают восстановить свою форму, поэтому суммарные затраты на срез уменьшаются. Эта мысль отмечалась в свое время в работе И. А. Остроушко: «Могут быть такие скорости смещения, при которых упругие деформации неровностей не будут успевать разряжаться полностью, и в этом случае затраты работы на трение и износ должны быть ниже». Кроме того, при повышении скорости резания уменьшаются затраты на пластические деформации и уменьшается количество выделяемой теплоты. Все это приводит к уменьшению энергоемкости процесса разрушения породы и снижению коэффициента трения.

3. У импрегнированных коронок коэффициент трения о горную породу выше, чем у однослойных, поскольку они армируются дробленными алмазами, которые при равных условиях внедряются в породу на бóльшую глубину, чем овализованные алмазы однослойных коронок.

Коронки специальной геометрии, предложенные Ю. Л. Боярко, предназначены для пространственного искривления скважин в анизотропных породах. Ориентация снаряда при их применении не требуется, однако предварительно надо определять величину и направление вектора анизотропии горных пород.

Если рабочую поверхность коронки выполнить таким образом, чтобы рабочие поверхности режущих элементов образовали внутренний или наружный конус, тогда при пересечении анизотропных горных пород под острым углом к оси снаряда будет происходить неравномерное разрушение пород забоя (рис. 11.56).

Режущие элементы коронок с внутренней рабочей поверхностью, проходящие перпендикулярно сланцеватости или близко к этому, встречают меньшее сопротивление, чем проходящие параллельно сланцеватости. В результате этого возникают неравные реакции N_1 и N_2, перпендикулярные рабочим поверхностям, причем $N_1 > N_2$.

Силы F_1 и F_2 препятствуют скольжению рабочих поверхностей по горной породе. Для того чтобы при работе породоразрушающего инструмента происходило разрушение горной породы в направлении действия нормальных составляющих N_1 и N_2, необходимо, чтобы силы F_1 и F_2 по своей величине превосходили или были равны соответствующим силам трения рабочих элементов по горной породе, т. е.

$$F_1 \geq F_{тр};$$

$$F_2 \geq F_{тр}.$$

Сила трения

$$F_{тр} = N \operatorname{tg} \varphi, \qquad (11.68)$$

где φ — угол трения (здесь и далее терминология Ю. Л. Боярко) породоразрушающего инструмента по горной породе.

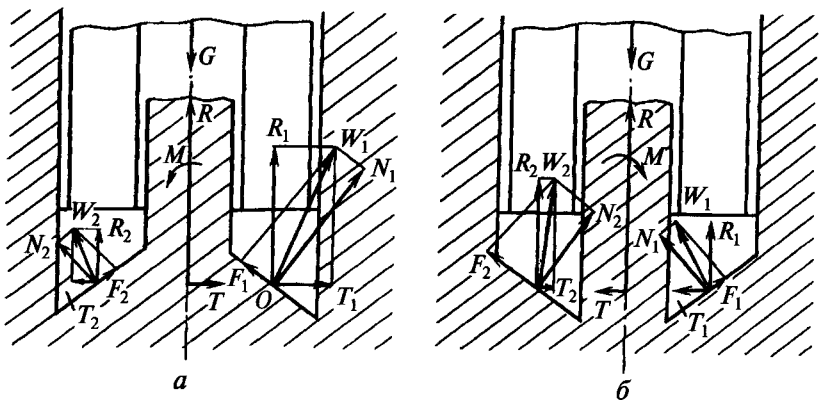


Рис. 11.56. Схема искусственного искривления скважин коронками специальной геометрии

Поэтому угол наклона рабочей поверхности к оси породоразрушающего инструмента необходимо брать равным $90° \pm \varphi$. Отсюда касательные силы F_1 и F_2 определяют из следующих выражений:

$$F_1 = N_1 \operatorname{tg} \varphi; \qquad (11.69)$$

$$F_2 = N_2 \operatorname{tg} \varphi. \qquad (11.70)$$

Результирующие рассмотренных сил реакции пород W_1 и W_2 в общем случае направлены под острым углом к оси бурового инструмента. В свою очередь, их можно разложить на силы R_1 и R_2, направленные по оси снаряда и перпендикулярные этой оси, T_1 и T_2. Приведение этих сил к точке O дает осевую реакцию R, опрокидывающий момент M и сдвигающую силу T.

В связи с этим происходит поворот бурового снаряда вокруг точки O, причем реакция R в этом процессе не участвует. Опрокидывающий момент M отклоняет верхнюю часть инструмента от оси скважины, а радиальная сила T уводит от оси нижнюю часть. Эти совместные усилия направляют буровой снаряд в направлении восстания плоскости сланцеватости, если коронка имеет внутренний конус, наклоненный под углом $90° + \varphi$ к оси инструмента (см. рис. 11.56, *а*).

Чтобы скважина могла искривляться в сторону падения плоскости сланцеватости, необходимо применить коронки с внешней конической рабочей поверхностью с углом наклона образующей к оси инструмента $90° - \varphi$. В этом случае на режущих элементах возникают неравные реакции N_1 и N_2, перпендикулярные рабочей поверхности, и F_1 и F_2, параллельные ей. Силы реакции забоя R_1 и R_2 имеют направление, параллельное оси бурового инструмента, и, приведенные к точке O, дают осевую силу реакции R и опрокидывающий момент M (см. рис. 11.56, *б*).

Таким образом, породоразрушающий инструмент, имеющий угол наклона образующей рабочей поверхности $90° \pm \varphi$, может быть применен для направленного бурения скважин в анизотропных горных породах. Ниже приведены значения угла φ (град.) для разных групп пород.

Горные породы	Твердосплавная коронка	Алмазная коронка
Осадочные	20	22
Изверженные	15	17
Метаморфические	6	8

Литература

1. Анизотропия горных пород — важный фактор для предотвращения искривления буровых скважин/Димитров А. и др.//Рудолюбив, НРБ, 1981. Вып. 36. № 10.— С. 10—12.
2. *Ашкрофт Н., Мермин Н.* Физика твердого тела.— М.: Мир, 1979.— 424 с.
3. *Кривошеев В. В.* Искривление скважин в анизотропных породах.— Томск: НТЛ, 1999.— С. 240.
4. *Лазаренко Е. К.* Курс минералогии.— М.: Высш. шк., 1971.— 607 с.
5. Справочник по литологии/Н. Б. Вассоевич, В. Л. Либрович, Н. В. Логвиненко, В. И. Марченко.— М.: Недра, 1983.— С. 509.

ГЛАВА 12
БУРЕНИЕ И ОБОРУДОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Глава 12.1. Основные сведения о геотехнологических методах добычи полезных ископаемых

Для добычи твердых полезных ископаемых все чаще применяют бесшахтные (геотехнологические) методы добычи. Суть геотехнологических методов добычи заключается в избирательном переводе полезного компонента в подвижную фазу и транспортировке его на поверхность для последующего обогащения. Управление процессом осуществляют с поверхности.

Геотехнологические методы позволяют упростить и удешевить добычу, производить отработку бедных месторождений, а также месторождений, характеризующихся сложными условиями залегания. При геотехнологических методах добычи значительно улучшаются условия труда и снижается отрицательное воздействие горнодобывающих предприятий на окружающую среду.

Основными выработками при вскрытии и освоении месторождений полезных ископаемых геотехнологическими методами являются скважины (далее геотехнологические скважины). Затраты, связанные с их сооружением, занимают значительное место в общих затратах, достигая при некоторых методах 50—60 %, поэтому выбор прогрессивных технических средств и рациональной технологии сооружения геотехнологических скважин является важным средством повышения эффективности развития минерально-сырьевой базы России.

В настоящее время из геотехнологических методов добычи полезных ископаемых наиболее широко применяют подземное растворение солей, скважинную гидродобычу, подземную газификацию, подземную выплавку серы, выщелачивание.

Подземное растворение солей (ПРС). Добыча рассолов с помощью буровых скважин известна давно и основана на растворении пластов соляной залежи водой с последующим подъемом образующегося рассола на поверхность.

При подземном растворении солей производят бурение и обсадку ствола скважины до продуктивного пласта. Для дальнейшей работы скважину оборудуют концентрично расположенными колоннами труб для подачи растворителя (воды), нерастворителя (дизельное топливо, соляровое масло, газойль, воздух и др.) и подъема рассолов.

С целью получения рассолов промышленной концентрации (305—310 г/л) отработку продуктивного пласта ведут в камерах ступенями снизу вверх.

С целью предохранения кровли камеры от растворения и поддержания требуемых параметров камер в скважину по трубам подают нерастворитель: за счет меньшей плотности нерастворитель всегда находится в верхней части камер. Поднятый из скважин рассол по трубопроводам поступает в резервуары кондиционного рассола.

Подземное растворение можно применять на месторождениях каменных и калийных солей, бишофита, соды, глауберовой соли.

Скважинная гидродобыча (СГД). Метод скважинной гидродобычи основан на механическом разрушении рудного пласта в призабойной части скважины с помощью гидромониторных струй. Образовавшаяся пульпа с помощью гидроэлеваторов или эрлифтов транспортируется с забоя на поверхность.

Добычный снаряд обычно состоит из двух концентрически расположенных труб с находящимися в нижней части гидромониторным и пульпоподъемным узлами для подачи на забой скважины рабочей жидкости и подъема пульпы. При применении таких снарядов все операции, связанные с процессом добычи, проводят через один ствол скважины.

При разработке неглубоко залегающих полезных ископаемых возможен вариант добычи через сдвоенные скважины, при котором разрушение пласта производят через один ствол скважины, а подъем пульпы через другой, рядом расположенный.

Радиус размыва камер зависит от механических свойств рудовмещающей залежи, устойчивости пород кровли, а также от параметров гидродобычного снаряда. При использовании существующих конструкций добычных снарядов радиус размыва камер достигает 5—7 м.

Скважинная гидродобыча полезных ископаемых наиболее эффективна на месторождениях с мягкими, рыхлыми и слабосцементированными рудами. В подавляющем большинстве это песчано-глинистые породы. С целью интенсификации процесса разрушения пород рудной зоны можно использовать взрыв, вибрации, химическое или микробиологическое разложение цементирующих веществ. В настоящее время скважинную гидродобычу применяют на месторождениях урана, фосфоритов, песка, гравия и др.

Подземная газификация (ПГ) — технологический метод, основанный на температурном разрушении полезного ископаемого в пласте. Подземную газификацию осуществляют с помощью скважин, расположенных на расстоянии 25—30 м друг от друга. В одних скважинах производят воспламенение полезного ископаемого с помощью зажигательных патронов, по другим — производят подачу окислителя. Окислитель по трещинам и порам пласта полезного ископаемого поступает к зажигательным скважинам и поддерживает горение. Продукты горения через основной ствол скважины поднимаются на поверхность и далее по трубопроводам — к потребителю.

При разработке плотных залежей необходимо создавать искусственную проницаемость пластов с помощью гидроразрыва, взрывов зарядов ВВ или создавать огневые сбойки скважин. В некоторых случаях разработку плотных залежей можно осуществлять через одну скважину, оборудованную колоннами труб для подачи окислителя и подъема продуктов газификации. Возможны и комбинированные схемы с периодическим реверсом дутья. В качестве окислителя могут быть использованы воздух, кислород, паро- и водовоздушные смеси.

Подземную газификацию применяют для разработки каменных и бурых углей, а также сланцев. Основными продуктами газификации углей и сланцев являются горючие газы (энергетические, технологические и др.). Возможно применение подземной газификации для нагрева нефтяных пластов. В стадии внедрения находится метод подземного сжигания серы для получения сернистого газа для производства серной кислоты

Подземная выплавка серы (ПВС) заключается в разогреве рудного тела теплоносителем до температуры выше точки плавления серы и откачке расплавленной серы на поверхность через скважины. В качестве теплоносителя используют перегретый пар.

При подземной выплавке серы осуществляют бурение и обсадку ствола скважины до продуктивного пласта. В дальнейшем скважину оборудуют концентрично расположенными колоннами труб для подачи теплоносителя, сжатого воздуха (эрлифтная) и подъема серы с помощью эрлифта.

Нагнетание теплоносителя в пласт ведут непрерывно. Расплавленная сера под влиянием силы тяжести стекает к забою скважины, а оттуда поднимается на поверхность и далее по трубопроводам поступает на перерабатывающий комплекс. Для успешного применения этого метода необходимы достаточная мощность продуктивного пласта, высокое содержание серы (15—20%); проницаемость пород продуктивного пласта должна обеспечивать фильтрацию воды и расплавленной серы. Породы, подстилающие и покрывающие продуктивную залежь, должны быть водонепроницаемы во избежание утечки теплоносителя. Глубина разрабатываемого месторождения и физико-механические свойства пород кровли должны исключать возможность прорыва горячей воды на поверхность.

Возможно применение подземной выплавки также на месторождениях битума и озокерита.

Подземное выщелачивание (ПВ) заключается в избирательном растворении полезного компонента при движении химического реагента по пласту полезного ископаемого и подъему обогащенного раствора на поверхность.

Подземное выщелачивание осуществляют с помощью нагнетательных и откачных скважин, пробуренных с поверхности в продуктивный пласт. В нагнетательные скважины закачивают химический реагент, способный переводить минералы полезного ископаемого в растворимую форму. Раствор, пройдя часть рудного пласта, откачные скважины, поднимается на поверхность и далее по трубопроводу транспортируется для переработки. В практике эксплуатации месторождений в основном применяют линейную схему расположения скважин, представляющую собой чередование рядов нагнетательных и откачных скважин. Расстояния между рядами и скважинами в ряду колеблются в широких пределах (15—50 м и более). Наиболее распространена схема 25×50 м.

В случае монолитных, непроницаемых руд выщелачивание осуществляют из горных выработок, вскрывших пласт полезного ископаемого. Раздробленную с помощью буровзрывных работ горную массу орошают растворителем, который, стекая вниз, растворяет минералы полезного ископаемого. Продуктивные растворы собираются на нижнем горизонте и перекачиваются затем на поверхность для переработки.

Важнейшими природными предпосылками применения подземного выщелачивания являются способность полезного компонента и его соединений переходить в раствор при воздействии на рудный пласт водного раствора выщелачивающего реагента, а также возможность фильтрации выщелачивающих растворов в породах продуктивного горизонта.

Выбор растворителя для ПВ зависит от состава руд. Наиболее широко используют водные растворы кислот (серной, соляной, азотной) с $pH = 0{,}1—1{,}5$ или соды (2,5—10 % $NaCO_3$ + 1,0—2,5 % $NaHCO_3$).

Подземное выщелачивание применяют при добыче урановых руд, цветных и редких металлов (медь, никель, свинец, цинк, золото и др.). Имеются предпосылки использования его для добычи фосфоритов, боратов и др.

12.2. Классификация геотехнологических скважин

Буровые скважины при геотехнологических методах добычи служат не только для вскрытия пластов полезных ископаемых, но и для спуска и подъема добычных устройств, подачи рабочих агентов в зону продуктивного пласта и подъема технологических растворов или газа на поверхность. С помощью буровых скважин осуществляют контроль полноты извлечения полезного компонента и охраны окружающей среды от возможного физико-химического загрязнения и проводят ремонтно-восстановительные работы. Кроме того, с помощью буровых скважин уточняют данные геологической разведки (положение рудного пласта, условия залегания и др.), физико-механические и физико-химические свойства пород, создают противофильтрационные завесы, осуществляют водоотлив и др.

По своему назначению, составу и объему выполняемых функций буровые скважины, используемые для добычи твердых полезных ископаемых геотехнологическими методами (геотехнологические скважины), подразделяют на две основные группы: эксплуатационные и вспомогательные.

Эксплуатационные скважины предназначены для осуществления непосредственного процесса добычи — подачи рабочего агента на забой скважины и подъема образующейся пульпы или раствора из скважины на поверхность.

При подземной выплавке серы, растворении солей, а также при скважинной гидродобыче руд эксплуатационные буровые скважины позволяют осуществлять все процессы, связанные с добычей, через один ствол, который обсаживается трубами и оборудуется рядом концентрически расположенных колонн.

Эксплуатационные скважины для подземного выщелачивания металлов с использованием кислотных или других растворителей подразделяют на нагнетательные и откачные.

Нагнетательные скважины предназначены для подачи в продуктивный пласт рабочих растворов, *откачные* — для подъема продуктивных растворов на поверхность.

Подземную газификацию полезных ископаемых также осуществляют через два эксплуатационных ствола скважин. Один ряд эксплуатационных скважин предназначен для воспламенения полезного ископаемого и отвода продуктов горения, другой — для подачи окислителя в пласт под давлением 0,3—0,4 МПа.

Вспомогательные скважины подразделяют на разведочные, наблюдательные, контрольные, барражные, для гидроразрыва пластов, водоотливные, анкерные и др.

Разведочные скважины используют для уточнения положения пласта полезного ископаемого, его мощности, условий залегания и др. Бурение разведочных скважин проводят с отбором керна только в зоне рудного интервала. Их закладывают в основном на месте эксплуатационных скважин и после выполнения поставленных задач применяют в дальнейшем для ведения процесса добычи.

Наблюдательные скважины предназначены для наблюдений и контроля за условиями формирования продуктивных растворов или камер в пределах эксплуатационных блоков, гидродинамическим состоянием продуктивного горизонта, растеканием технологических растворов за пределы эксплуатационных участков и их возможным перетеканием в выше или нижележащие горизонты.

Контрольные скважины бурят на отработанных участках для контроля полноты извлечения полезного компонента из недр, а также для решения других задач (исследование изменений рудовмещающих пород, контроль возможного загрязнения подземных вод и окружающей среды и др.).

Барражные скважины предназначены для создания вертикальных и горизонтальных противофильтрационных гидравлических завес, ограничивающих растекание выщелачивающих растворов за пределы эксплуатационного блока, а также для уменьшения охвата этими растворами пород, вмещающих рудную залежь.

Скважины для гидроразрыва пластов предназначены для увеличения поверхности контакта растворителя с породами продуктивных горизонтов путем образования искусственной пористости. При подземном выщелачивании гидроразрыв пластов используют также для создания механических противофильтрационных завес — экранов с целью локализации потока технологических растворов в зоне продуктивного пласта и предотвращения растекания растворов за контуры отрабатываемой залежи.

Водоотливные скважины применяют для удаления избыточного количества воды, закачанной в продуктивный пласт при подземной выплавке серы. Их бурят на расстоянии до 1 км от действующих технологических скважин. Очень часто водоотлив осуществляется самоизливом из рядов отработанных серодобычных скважин, удаленных от находящихся в работе технологических скважин на расстояние 200—250 м.

Анкерные скважины предназначены для закрепления неустойчивых пород кровли продуктивных горизонтов при скважинной гидродобыче полезных ископаемых и сооружении бесфильтровых скважин при подземном выщелачивании металлов. Закрепление пород анкерными скважинами обычно осуществляют перед добычей полезного ископаемого.

В зависимости от назначения геотехнологические скважины имеют существенные различия в конструкции, технике и технологии бурения и оборудования. К ним также предъявляют различные требования. Наиболее высокие требования к качеству сооружения предъявляют к эксплуатационным скважинам, оказывающим наиболее существенное влияние на технико-экономические показатели добычи полезных ископаемых.

Способы бурения. Для сооружения геотехнологических скважин применяют также вращательное бурение с прямой и обратной промывками, вращательное бурение с продувкой воздухом, гидродинамическое бурение, ударно-вращательное и ударное бурение.

Вращательное бурение с прямой промывкой является в настоящее время основным способом сооружения геотехнологических скважин. Этот способ бурения можно применять в различных по твердости породах, особенно при проходке устойчивых пород. Основные достоинства данного способа — простота реализации системы циркуляции и очистки промывочной жидкости. При разработке россыпных месторождений из-за недостаточной устойчивости стенок скважин и наличия различной величины валунов этот способ бурения имеет значительные недостатки, так как требует применения специальной технологии ведения работ, а также большого расхода промывочной жидкости при бурении скважин больших диаметров.

Вращательное бурение с обратной промывкой — прогрессивный способ сооружения геотехнологических скважин, внедрение которого является одним из направлений повышения производительности и улучшения качества сооружения геотехнологических скважин. Особенно эффективным может быть применение обратной промывки при сооружении технологических скважин для подземного выщелачивания

металлов, что позволит уменьшить кольматацию продуктивных пластов, увеличить диаметры скважин и создать фильтры с уширенным контуром гравийной обсыпки.

Применение обратно всасывающей промывки при проходке скважин для СГД позволяет повысить производительность бурения. Подъем пульпы по трубам в процессе проходки скважин можно производить центробежными насосами, эрлифтами и водоструйными насосами (гидроэлеваторами).

Вращательное бурение с продувкой воздухом при сооружении технологических скважин повышает качество вскрытия продуктивных горизонтов, уменьшает затраты времени на освоение скважин и повышает технико-экономические показатели, особенно при сооружении технологических скважин ПВ.

Недостатком данного способа является его неприменимость при бурении глинистых, песчано-глинистых и сыпучих пород, которые присутствуют на подавляющем большинстве месторождений, где проводят бурение геотехнологических скважин. Осложнения при бурении с продувкой возникают и при встрече подземных вод.

Ударно-вращательное бурение имеет ту же область применения, что и бурение с продувкой воздухом. Этот способ может быть реализован за счет включения пневмоударника в состав бурового снаряда и отличается существенным повышением механической скорости бурения.

Гидродинамическое бурение осуществляют высоконапорными струями жидкости, истекающими из гидромониторных насадок. Такой вид бурения находит широкое применение при скважинной гидродобыче руд благодаря относительно небольшой глубине скважин, наличию высокопроизводительного насосного оборудования и совмещению операций по бурению скважин со спуском добычного оборудования. Совмещение оборудования для бурения скважин и добычи уменьшает затраты времени на бурение скважины и монтаж оборудования для добычи.

Гидродинамическое бурение может быть использовано для повышения эффективности добычи металлов методом ПВ (расширение призабойной части скважины, создание гидромеханических завес и др.).

Ударное бурение с его разновидностями (ударно-канатное, ударно-забивное, виброударное и т. п.) наиболее эффективно при сооружении скважин на россыпях или в валунно-галечных отложениях.

Конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей. Вскрытие соляных залежей производят вертикальными и наклонно направленными скважинами. Последние применяют при маломощных пластах (до 2—4 м) как одиночно работающие, так и в сочетании с вертикальными скважинами с предварительной сбойкой их забоев.

Основные требования к конструкциям скважин при подземном растворении солей:

✓ вскрытие соляной залежи необходимо осуществлять на необходимую глубину;

✓ ствол скважин и камеры растворения должны быть надежно изолированы от проникновения в них как поверхностных, так и подземных вод из надсолевой 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 нобходимая надежность и долговечность скважин в период эксплуатации.

На рис. 12.1 даны конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей.

При камерных системах разработки месторождений наибольшее распространение получила трехколонная конструкция скважин, обеспечивающая производительность добычи рассола по одной скважине

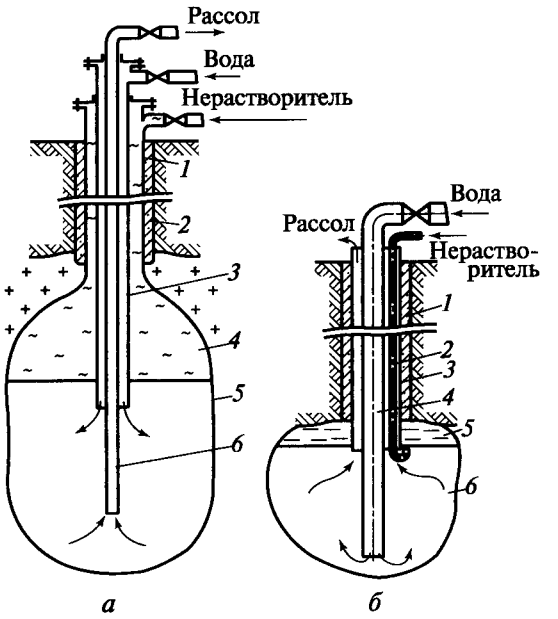


Рис. 12.1. Конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей:

а — 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

от 40 до 100 м^3/ч при глубине разработки залежи до 1200—1400 м (рис. 12.1, *а*). При противоточном растворении применяют двухколонную конструкцию скважин (см. рис. 12.1, *б*).

Разработку соляных залежей сплошным растворением пласта по всей площади или разработку системой спаренных скважин проводят скважинами одноколонной конструкции.

Конструкция одиночных как вертикальных, так и наклонных скважин включает обсадную или основную колонну труб, которая цементируется на всю ее длину, и эксплуатационные колонны труб. Величина заглубления обсадной колонны в соляной пласт для простых геологических условий составляет 5—10 м, а при неблагоприятных условиях (наличие трещиноватости или неоднородности кровли соляной залежи, карстов в пласте соли и др.) она может быть увеличена до пределов, допускающих рентабельность отработки пласта на оставшуюся его мощность до 15—25 м.

Для многослойной соляной залежи с помощью обсадной колонны труб производится перекрытие первого (сверху) пласта соли при небольшой его 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 меньше принимается мощность целика. Для одиночных камер мощность целика 5—20 м, для спаренных — 10—60 м.

Диаметр обсадной колонны выбирают с учетом обеспечения установки внутри нее эксплуатационных (водоподающей и рассоло-подъемной) колонн труб и возможности подачи растворителя в количествах, позволяющих получить заданную производительность скважин по рассолу. Для вертикальных скважин диаметр обсадных колонн колеблется в пределах 324—273 мм, для наклонных он не превышает 168—219 мм. При этом диаметр ствола технологических скважин для подземного растворения солей колеблется в пределах 250—500 мм.

Глубину скважин определяют глубиной залегания соляной залежи, вскрытие которой производят 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 разгерметизацию камеры.

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

Для оборудования скважин применяют стальные обсадные трубы. Максимальная толщина стенок обсадных труб — 12 мм для скважин со сроком эксплуатации более 25 лет и минимальной — 8 мм при сроке эксплуатации скважин до 10 лет.

Диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонн выбирают 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 водоподающая и рассолоподъемная колонны труб имеют диаметры соответственно 219 и 146 мм, а при диаметре обсадной колонны 219 мм диаметры этих труб могут быть приняты 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 скважин ПРС и их эксплуатации предусмотрен целый комплекс различных исследований, который включает 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).

Конструкции эксплуатационных скважин для скважинной гидродобычи.

Характерной особенностью конструкции эксплуатационных скважин для скважинной гидродобычи является относительно небольшая глубина (до 200 м) при значительном диаметре (350—400 мм). Основной критерий при выборе проектной конструкции скважин СГД — сокращение сроков разработки месторождений при минимальных капитальных затратах.

Проектная конструкция скважин СГД должна обеспечивать:

✓ высокие скорости бурения и оборудования скважин, что обусловлено в первую очередь временем нахождения стенок скважин в устойчивом состоянии и эффективностью метода СГД;

✓ нормальные условия спуска и работы добычных устройств (гидромониторов и гидроэлеваторов);

✓ наименьшую трудоемкость выполняемых спуско-подъемных и других вспомогательных операций в процессе бурения и оборудования скважин;

✓ минимальную стоимость бурения и оборудования скважин.

Конструкции эксплуатационных скважин для скважинной гидродобычи зависят от конструктивных особенностей добычных снарядов, которые могут создаваться по двум основным направлениям.

Первый тип добычного снаряда предусматривает монтаж и спуск гидромониторного узла совместно с корпусом снаряда. Гидромониторный узел с гидроэлеваторами находится в нижней части добычного снаряда и может перемещаться относительно наружной трубы на длину, превышающую мощность рудного пласта. При этом наружный диаметр гидромониторного узла равен наружному диаметру корпуса снаряда.

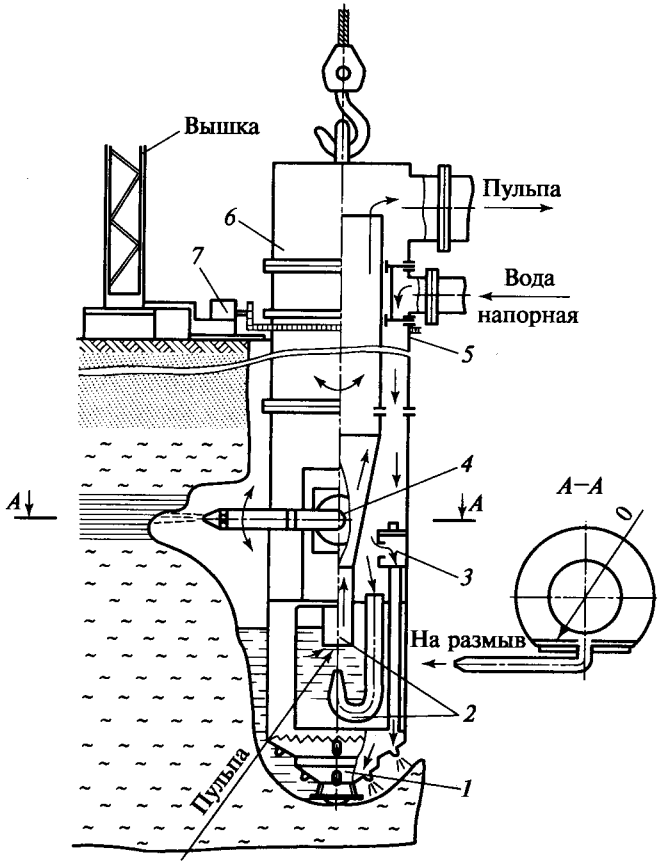


Рис. 12.2. Схема снаряда для гидродинамического бурения и скважинной гидродобычи:
1 — гидробур; *2* — гидроэлеватор; *3* — золотник; *4* — гидромонитор; *5* — отсек промежуточный; *6* — корпус снаряда; *7* — механизм поворота

К добычным снарядам первого типа относят также комбинированный снаряд для гидродинамического бурения и скважинной гидродобычи, схема которого приведена на рис 12.2. Низ добычного снаряда снабжается гидробуром и гидромонитором, имеющими поочередное раздельное включение. С помощью гидробура осуществляют бурение скважины, одновременно с углублением которой производят монтаж оборудования для последующих работ по добыче. По завершении проводки скважины гидробур отключают и начинает работать гидромонитор, осуществляющий добычу полезного ископаемого.

Сравнительно небольшой срок службы скважин СГД при использовании первого типа добычных снарядов позволяет не производить крепление ствола скважин обсадными трубами. Как правило, первый

тип добычного снаряда применяют при разработке пластов полезного ископаемого, залегающих на небольшой глубине (10—30 м).

Второй тип добычного снаряда предусматривает раздельный спуск и монтаж гидромониторного узла и корпуса снаряда. В качестве обсадных труб используется корпус добычного снаряда. Гидромониторный узел вместе с внутренней трубой, по которой подают воду для размыва породы и подъема пульпы, опускают на забой внутри наружной трубы и устанавливают на специальный упор (металлический пакер). При необходимости гидромониторный узел можно извлечь без подъема наружной трубы. Пульпа выдается на поверхность по межтрубному зазору. После завершения отработки скважины и выемки рудного пласта необходимо предусмотреть извлечение эксплуатационной колонны с целью ее повторного использования.

Сооружению скважины СГД предшествует бурение разведочной скважины. После определения условий залегания полезного ископаемого ствол разведочной скважины расширяют до кровли рудного пласта. В скважину спускают эксплуатационную колонну, башмак которой надежно закреплен. После вскрытия рудного пласта и перебуривания нижележащих пород на глубину до 6—8 м производят расширение нижней части скважины до диаметра 1000—1200 мм. Это обусловлено тем, что требуется обеспечить нормальные условия работы гидромониторов и подъемных устройств (гидроэлеваторов) в начальный период размыва камеры. Типовая конструкция эксплуатационных скважин и основные этапы ее сооружения для добычных снарядов второго типа приведена на рис. 12.3.

Предлагаемый тип конструкции скважин СГД имеет ряд *преимуществ*:

— снижается разубоживание пульпы из-за предотвращения попадания пород со стенок скважины в отрабатываемую камеру;

— снижаются требования к качеству глинистого раствора и появляется возможность применения для бурения основного ствола (по глинам) более прогрессивных способов проходки скважин, связанных с применением воды в качестве промывочной жидкости;

— облегчаются работы по спуску и подъему добычного агрегата;

— улучшаются условия добычи благодаря более точному центрированию низа добычного снаряда по отношению к оси пробуренной скважины.

Недостатками данной конструкции скважин являются:

— меньшие поперечные размеры добычного снаряда, что может привести к сокращению радиуса размыва камеры и снижению эффективности добычи;

— сложность извлечения обсадных труб, нижний конец которых зацементирован;

— увеличение объема бурения по образованию камеры, так как расширение производится от меньшего начального диаметра скважины.

Конструкции эксплуатационных скважин для подземной газификации по своему назначению подразделяют на две основные группы. Первая группа — скважины, предназначенные для спуска в скважину

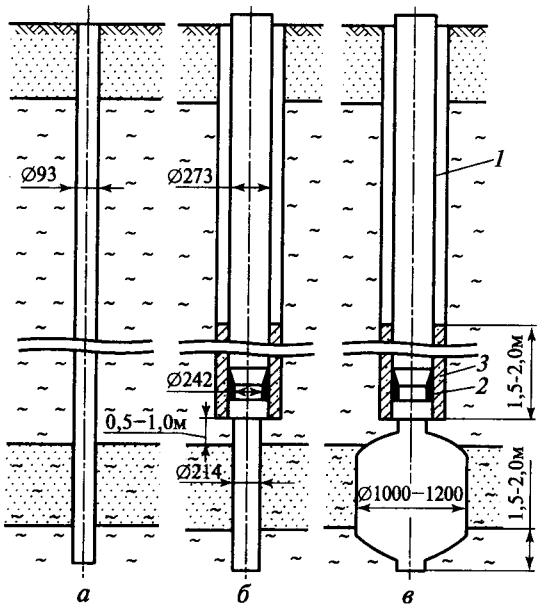


Рис. 12.3. Типовая конструкция и основные этапы сооружения эксплуатационных скважин для скважинной гидродобычи:

а — разведочная скважина; *б* — этап при сооружении эксплуатационной скважины; *в* — подготовленная к эксплуатации скважина: *1* — эксплуатационная колонна, *2* — металлический пакер, *3* — цементный стакан

зажигательных патронов, воспламенения пластов полезных ископаемых, а также для подъема продуктов горения на поверхность. Вторая группа — скважины, предназначенные для поддержания процесса горения и служащие для подачи в зону продуктивного пласта окислителя (воздух, кислород и др.) под давлением 0,3—0,4 МПа. Окислитель поступает в зону горения по трещинам. Для увеличения количества трещин могут быть использованы подземные взрывы, гидроразрыв и др.

Важным требованием при сооружении скважин ПГ является качественная изоляция продуктов горения от земной поверхности и горных выработок. Конструкции эксплуатационных скважин для подземной газификации углей и сланцев, показанные на рис. 12.4, *а*, *б*, включают эксплуатационные колонны, башмак которых располагается в кровле продуктивного пласта. Затрубное пространство эксплуатационных колонн цементируют. В скважинах, предназначенных для подачи под давлением воздуха, предусмотрена постановка пакеров в нижней части эксплуатационной колонны.

Конструкция скважины для нагрева нефтяных пластов показана на рис. 12.4, *в*. Если перекрывающие нефтяной пласт породы устойчивы, то после бурения в интервале нефтяного пласта скважину об-

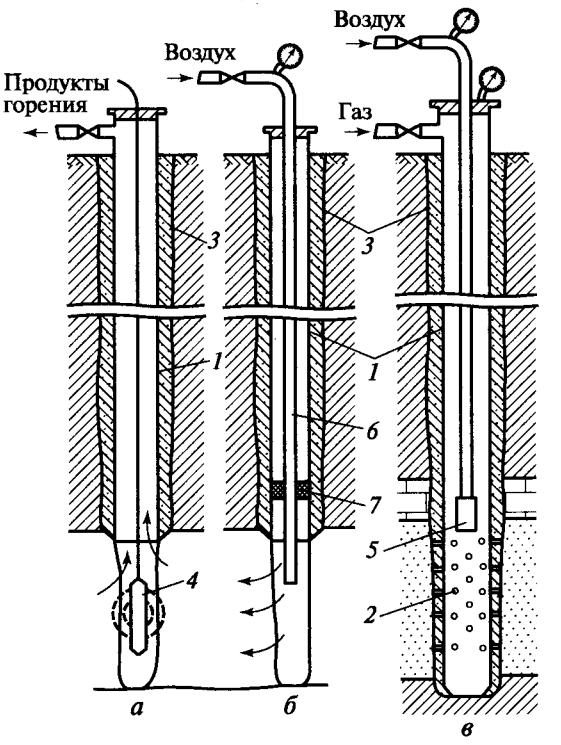


Рис. 12.4. Конструкции эксплуатационных скважин для подземной газификации:

а — для зажигания полезных ископаемых и отвода продуктов горения; *б* — для подачи воздуха; *в* — для нагрева нефтяных пластов: *1* — обсадная колонна, *2* — фильтр, *3* — цементное кольцо, *4* — зажигательный патрон, *5* — нагреватель, *6* — воздухоподающая труба, *7* — пакер

саживают обсадной колонной, а затрубное пространство ее цементируют до устья. Вскрытие продуктивного пласта осуществляют обычно с помощью перфорации (кумулятивной или пескоструйной). После вскрытия нефтяного пласта в скважину на трубах опускают нагреватель. По трубам в нагреватель подают воздух в количестве, необходимом для сжигания части газа, нагнетаемого в скважину через межтрубное пространство. Соотношение между количеством нагнетаемых газов и воздуха регулируется таким образом, чтобы основной газовый поток с продуктами горения был нагрет до заданной температуры.

Диаметр обсадной колонны в этом случае выбирают на основании габаритов нагревателя и требуемого сечения между трубами для пропуска газа. Обычно обсадная колонна сделана из труб диаметром 146, 168 мм, а в некоторых случаях — диаметром 219 мм. Глубину скважин определяют глубиной расположения нефтесодержащих пластов.

Обязательным условием для оборудования таких скважин является герметизация оголовка, который кроме отводов и задвижек содержит манометры для определения давления подаваемых в скважину воздуха и газа.

Конструкции эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы определяются технико-экономическими показателями добычи с учетом обеспечения безаварийного ведения работ.

Диаметр ствола скважины выбирают в зависимости от размеров обсадных и эксплуатационных колонн. При этом эксплуатационные колонны представлены водоподающей, предназначенной для подачи теплоносителя, растворопоъемной (серной) для подъема из скважины серы и воздухоподающей (эрлифтной) трубами. Все эксплуатационные колонны расположены концентрически внутри обсадной колонны. Кроме перечисленных рабочих колонн при сооружении скважин в сложных горно-геологических условиях предусмотрено перекрытие неустойчивых интервалов скважин выше продуктивного пласта обсадными трубами.

Диаметры эксплуатационных колонн устанавливают в зависимости от производительности скважин, температуры нагнетаемой жидкости и поднимаемого раствора серы. При сооружении технологических скважин ПВС для подачи теплоносителя наиболее широко применяют эксплуатационные колонны диаметром 168—219 мм, при этом диаметр растворопоъемных труб обычно равен 89—114 мм, а воздухоподающих — 22—34 мм. Диаметр скважин для эксплуатационных колонн колеблется в пределах 243—295 мм.

К оборудованию эксплуатационных скважин при подземной выплавке серы предъявляют определенные требования, связанные с условиями их эксплуатации и в первую очередь наличием температурных деформаций добычного оборудования, агрессивности продуктивных растворов и повышенного давления при закачке теплоносителя.

Нижняя граница давления подаваемого теплоносителя, как правило, равна 0,5—0,7 МПа, что позволяет превратить горячую воду при температуре 165 °С в пар с выделением значительного количества тепла. Верхняя граница давления не превышает 1,0—1,6 МПа, что позволяет во многих случаях исключить гидроразрыв вышележащих пластов горных пород.

При монтаже эксплуатационных колонн и оголовков технологических скважин ПВС должны быть предусмотрены специальные сальниковые и компенсационные или шарнирные колена для компенсации имеющихся вертикальных и горизонтальных тепловых смещений.

Для уменьшения воздействия агрессивных компонентов, содержащихся в растворе серы, предусматривают спуск рабочих колонн непосредственно перед началом эксплуатации скважины, а иногда применение рабочих колонн из антикоррозионных материалов.

В практике сооружения технологических скважин для подземной выплавки серы применяют одно- и двухколонные конструкции (рис. 12.5).

При сооружении скважин двухколонной конструкции предусмотрена обсадка трубами всего ствола скважины до продуктивного горизонта. В дальнейшем в скважину опускают водоподающую, растворопоъемную и воздухоподающую колонны (см. рис. 12.5, *а*). Водоподающую и растворопоъемную колонны оборудуют в нижней части перфорированными хвостовиками, предназначенными для подачи в пласт горячей воды и подъема серы.

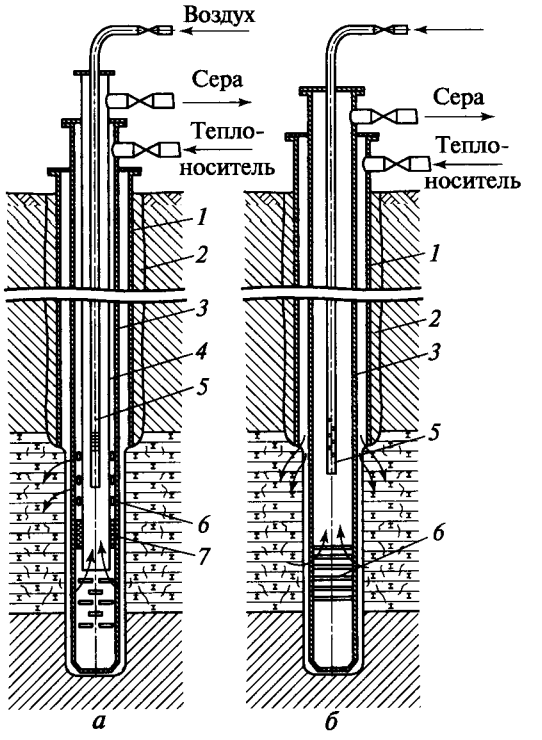


Рис. 12.5. Конструкция эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы: *а* — двухколонная конструкция; *б* — одноколонная конструкция: *1* — обсадная колонна, *2* — цементное кольцо, *3* — эксплуатационная колонна, *4* — сероподъемная труба, *5* — воздухоподающая труба, *6* — фильтр, *7* — пакер

Перфорацию нижней части рабочих колонн осуществляют сверлением круглых отверстий диаметром 18—20 мм, расположенных в шахматном порядке на расстоянии 80—100 мм друг от друга, причем их площадь не должна превышать 15—20 % площади трубы в данном сечении. Для разделения подаваемого рабочего агента от поднимаемого раствора серы в нижней части растворопоъемной трубы на расстоянии 100—500 мм от ее нижнего конца предусмотрена установка кольцевого пакера, вторая часть которого устанавливается на эксплуатационной трубе, предназначенной для подачи теплоносителя.

Для уменьшения потерь серы в недрах перфорированный патрубок растворопоъемной (серной) колонны длиной 1,3—2,2 м распо-

ложен на границе подстилающего горизонта таким образом, что его нижняя часть опущена на 1—1,5 м в породы подстилающего горизонта, а верхняя часть находится на 0,3—0,7 м выше границы раздела, в продуктивном пласте.

Одноколонные конструкции технологических скважин при ПВС позволяют получить значительный экономический эффект за счет уменьшения диаметра скважин и их металлоемкости, упрощения конструкции оголовка и призабойной зоны скважины. В одноколонных конструкциях не требуется оборудовать призабойную часть скважины пакерами для разделения рабочих и продуктивных потоков.

Типовая конструкция одноколонной технологической скважины ПВС приведена на рис. 12.5, *б*. В одноколонных конструкциях скважин ПВС обсадная колонна, предназначенная для перекрытия горных пород выше продуктивного пласта, является одновременно эксплуатационной и служит для подачи теплоносителя по зазору между внутренней поверхностью этой колонны и раствороподъемными трубами. Нижний конец обсадной колонны располагается в зоне продуктивного пласта.

Одноколонные конструкции скважин при ПВС рекомендуется применять при мощности серного пласта не более 10—20 м, причем обсадную колонну целесообразно опускать на $^1/_2$—$^3/_4$ мощности пласта. Их применение позволяет значительное снижение затрат на добычу самородной серы за счет уменьшения диаметров скважин и обсадных колонн, сокращения расхода труб.

Кроме эксплуатационных скважин на месторождениях подземной выплавки серы предусмотрено также бурение водоотливных скважин для обязательной разгрузки зоны продуктивных пластов.

Конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивания полезных ископаемых с использованием кислотных растворителей металла. При выборе таких скважин 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 тампонирование;

— утяжелитель для спуска в скважину полиэтиленовых обсадных колонн необходимо изготовлять 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 предъявляют 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 слагающих 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;

✓ географическое расположение месторождения;

✓ назначение скважин и др.

Конструкции откачных и нагнетательных технологических скважин отличаются только по диаметру применяемых эксплуатационных колонн: откачные скважины, как правило, оборудованы колоннами большего диаметра. Диаметры скважин и эксплуатационных колонн определяются размерами раствороподъемных устройств (эрлифты, погружные насосы и др.).

В качестве материала обсадных и эксплуатационных колонн при подземном выщелачивании металлов наиболее широко используют полиэтиленовые, стеклопластовые и металлопластовые трубы, обсадные трубы из нержавеющей стали. Обсадные трубы применяют при кислотном выщелачивании в качестве обсадных (защитных) колонн, а при других способах выщелачивания возможно использование их в качестве эксплуатационных колонн. В практике подземного выщелачивания металлов в основном применяют одноколонные и двухколонные конструкции технологических скважин.

На рис. 12.6 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 эксплуатационных нагнетательных и откачных скважин с гидроизоляцией рабочих и продуктивных растворов с помощью манжет скважины бурят до рудного пласта диаметром

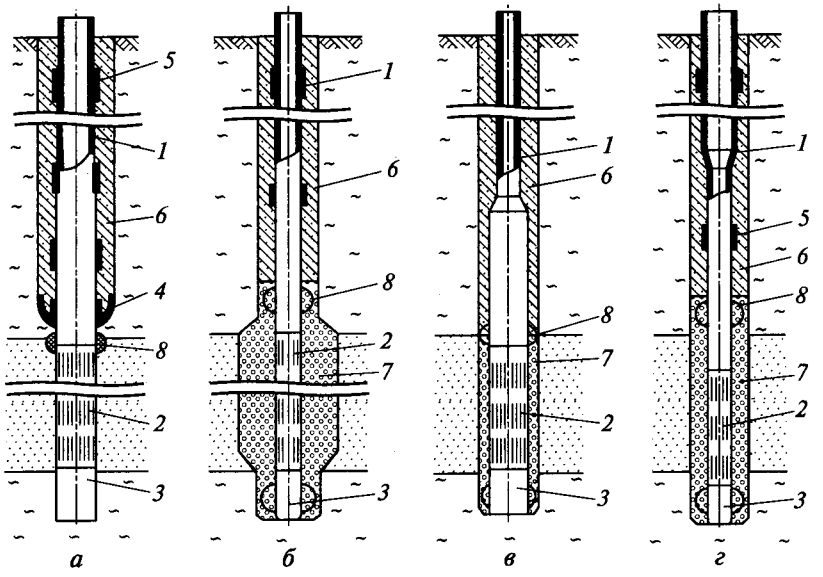


Рис. 12.6. Типовые конструкции одноколонных эксплуатационных скважин подземного выщелачивания металлов:

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

190—243 мм, а перебуривание рудного пласта осуществляют долотами меньшего диаметра (см. рис. 12.6, *а*).

Эксплуатационная колонна диаметром 110—140 мм оснащена отстойником, фильтром, манжетой из кислотостойкой резины и утяжелителями.

В месте перехода на уменьшенный диаметр скважины эксплуатационную колонну снабжают манжетой с удлиненным корпусом и впаянным в основание металлическим кольцом, которое обеспечивает необходимую прочность и жесткость. В случаях, когда посадка манжеты произведена в верхний водоупор, представленный слабыми глинистыми породами, плечо должно отбуриваться выше предполагаемого места установки манжеты.

Основное назначение манжеты — создание гидроизоляции выше зоны движения продуктивных растворов. Поверх манжеты заливают гидроизоляционный материал.

Интервал гидроизоляции, кроме специально оговариваемых случаев, как правило, равен высоте от манжеты до динамического уровня подземных вод. Остальную часть затрубного пространства скважины можно

заполнять другим материалом, а устье скважины на глубину 2—3 м цементируют.

Одноколонные конструкции нагнетательных и откачных технологических скважин ПВ с гидроизоляцией с помощью манжет просты в эксплуатации и требуют небольших затрат на сооружение. Однако такие конструкции технологических скважин не дают возможности применять фильтры с гравийной обсыпкой, что снижает производительность и срок службы скважин. Такие конструкции технологических скважин в настоящее время чаще всего используют в качестве нагнетательных.

В последнее время технологические скважины ПВ оборудованы фильтрами с гравийной обсыпкой. С целью создания на забое скважины уширенного контура гравийной обсыпки призабойную зону скважины можно предварительно расширять (см. рис. 12.6, *б*).

Применение гравийных фильтров способствует повышению производительности и увеличению срока службы технологических скважин, увеличивают работоспособность раствороподъемных устройств, особенно погружных насосов. Гидроизоляцию зон движения рабочих и продуктивных растворов осуществляют после создания вокруг фильтра песчано-гравийной обсыпки путем заливки гидроизоляционного материала поверх слоя гравия.

Диаметры эксплуатационных колонн выбирают с учетом назначения скважин и применяемых добычных устройств (откачных, нагнетательных). При сооружении нагнетательных скважин диаметр эксплуатационных колонн выбирают с таким расчетом, чтобы разместить внутри колонны раствороподающие устройства и обеспечить необходимую приемистость скважин (в продуктивный пласт должно быть подано в единицу времени необходимое количество раствора). В настоящее время при сооружении нагнетательных скважин диаметр эксплуатационных колонн колеблется в пределах 70—150 мм.

Диаметр эксплуатационных колонн откачных скважин определяется размерами раствороподъемных устройств, положением статического уровня раствора в скважине и зависит также от материала труб. При применении погружных насосов в качестве раствороподъемных средств и пластмассовых или металлопластовых труб диаметр эксплуатационной колонны рекомендуется выбирать на один, а в некоторых случаях и на два типоразмера больше. Это объясняется тем, что полиэтиленовые трубы имеют значительную естественную или образующуюся в момент сооружения скважин овальность, значительные колебания толщины стенки по длине трубы, а также уменьшение полезного сечения трубы в местах соединений при использовании термических методов соединения труб. Толщина сварного шва может достигать 8 мм и более. Кроме того, необходимо стремиться, чтобы потери напора при движении растворов внутри труб от фильтра к всасывающему отверстию погружного насоса были минимальны. При применении эрлифтов в качестве раствороподъемных средств увеличения диаметров эксплуатационных колонн не требуется.

Для конструкции скважин, показанных на рис. 12.6, *б*, диаметры эксплуатационных колонн имеют величины 110—225 мм. В глубоких скважинах при высоком динамическом уровне продуктивных растворов эксплуатационная колонна может быть комбинированной. Верхнюю часть колонны выбирают большего диаметра с целью установки погружных насосов. Длину верхней части эксплуатационной колонны увеличенного диаметра устанавливают с учетом динамического уровня раствора в скважине, длины насоса, глубины погружения насоса ниже динамического уровня (3—5 м) и дополнительного понижения уровня в результате кольматации фильтра. Собрана эта часть колонны в большинстве случаев из полиэтиленовых труб, длину которых определяют предельной глубиной спуска труб данного типоразмера. Нижняя же часть эксплуатационной колонны соответствует диаметру фильтра (см. рис. 12.6, *г*). Материал труб нижней и верхней частей колонны также может различаться, обычно в нижней части устанавливают более прочные трубы, например из нержавеющей стали, стеклопластиковые и др.

В некоторых случаях при эрлифтном подъеме продуктивных растворов при использовании в качестве растворoподъемных труб эксплуатационных колонн возможно уменьшение диаметра колонны по сравнению с диаметром фильтра, которое устанавливают на основе расчетных соотношений диаметра воздухоподающих и растворoподъемных труб и производительности скважины (см. рис. 12.6, *в*).

При производительности скважины порядка 3—7 м^3/ч рациональный диаметр эксплуатационной колонны должен быть порядка 70 мм при диаметре воздухоподающих труб 32 мм. Применение таких колонн допускает также проведение работ по освоению и чистке скважины. Диаметр фильтра может быть увеличен до 110—140 мм, что позволяет поддерживать более высокий дебит скважины.

Диаметр скважины под эксплуатационную колонну при одноколонных конструкциях зависит от диаметра и материала применяемых труб (полиэтиленовые, стеклопластиковые, из нержавеющей стали и др.); типа, диаметра и места установки утяжелителя для спуска полиэтиленовых колонн, применяемых способов цементирования и гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов.

При цементировании затрубного пространства с использованием заливочных трубок, опускаемых в зазор между эксплуатационной колонной и стенками скважины, величина зазора должна позволять свободный спуск заливочного става до уровня манжеты или гравийного слоя. При применении в качестве заливочного става бурильных труб диаметром 42 мм ниппельного соединения зазор должен составлять порядка 45—50 мм. При цементировании затрубного пространства с помощью цементировочных узлов через заливочные трубки, опускаемые внутрь эксплуатационной колонны, величина зазора зависит от применяемых утяжелителей для спуска полиэтиленовых труб и обычно составляет 20—25 мм. Диаметры скважины, показанные на рис. 12.6, *б*, *в*, *г*, при использовании в качестве эксплуатационных колонн полиэтиленовых труб диаметрами 110 × 18, 140 × 18, 160 × 18, 210 × 18 мм колеблются в пределах 190—295 мм.

При применении системы отработки месторождений, в которых число откачных и нагнетательных скважин выбирается из соотношения 1 : 3, 1 : 4, 1 : 5, производительность откачных скважин должна быть соответственно в 3—5 раз больше производительности нагнетательных скважин. На рис. 12.7 даны типовые конструкции высокодебитных скважин. При сооружении высокодебитных откачных скважин, оборудованных фильтрами с песчано-гравийной обсыпкой, находят применение конструкции, в которых предусмотрена обсадка ствола

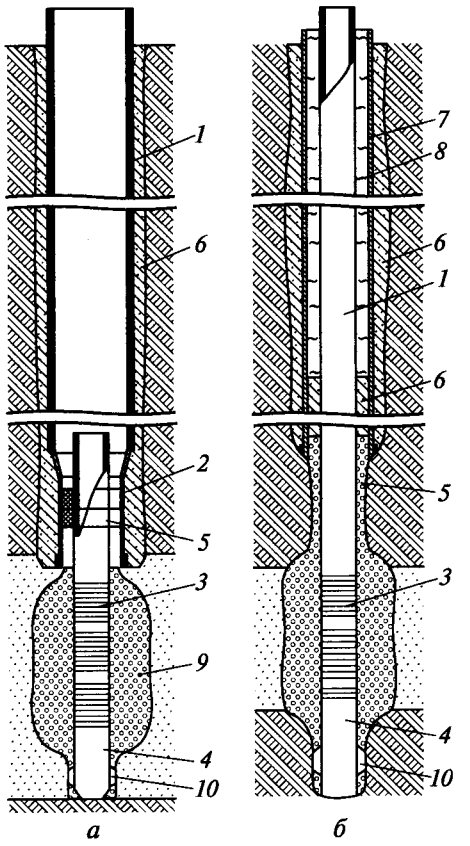


Рис 12.7. Типовые конструкции высокодебитных эксплуатационных скважин ПВ:

а — высокодебитные откачные 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

скважины до кровли продуктивного горизонта трубами из нержавеющей стали, стеклопластика и других, материал которых не подвержен разрушению при действии кислотных растворителей (см. рис. 12.7, *а*). Конструктивно башмак обсадной колонны выполняют меньшего диаметра для более надежной и легкой установки гидроизоляционного пакера.

Забуривание скважины и бурение до продуктивного горизонта обычно осуществляют долотами диаметрами 295, 346, 394 мм. Затрубное пространство обсадной колонны цементируют. Дальнейшее бурение с целью вскрытия продуктивного горизонта осуществляют долотами диаметром 190—243 мм.

Интервал продуктивного пласта, в котором располагается каркас фильтра с гравийной обсыпкой, при необходимости расширяют. Фильтр вместе с надфильтровым патрубком и отстойником опускают в скважину на бурильных трубах, соединенных с надфильтровым патрубком с помощью специального переходника, имеющего левую резьбу. Для обеспечения лучшего центрирования фильтра на забое скважины его снабжают двумя направляющими фонарями — на отстойнике и на надфильтровом патрубке (в верхней части).

Конструкция эксплуатационных скважин, применяемая в условиях больших глубин (свыше 300 м) и при наличии неустойчивых пород в верхних интервалах скважины, показана на рис. 12.7, *б*. Закрепление неустойчивой части ствола скважины осуществляется обсадной (защитной) колонной из металлических труб с последующей цементацией затрубного пространства. В дальнейшем скважину оборудуют эксплуатационной колонной из кислотостойких материалов, которую изолируют от обсадной колонны при помощи манжет (пакеров), цементных, глинистых или известковых растворов.

Глубины эксплуатационных скважин подземного выщелачивания определяют положением продуктивного горизонта, длиной отстойника и др. Положение рудного пласта определяют путем отбора кернов при опережающем бурении скважин малого диаметра в процессе сооружения технологических скважин, а также по данным геофизических измерений.

Длину отстойника нагнетательных скважин определяют количеством взвесей, находящихся в рабочем растворе, подаваемом в скважину, и временем между профилактическими ремонтами скважин. Обычно длина отстойников в фильтрах, устанавливаемых в нагнетательных скважинах, составляет не более 1 % номинальной глубины скважин; для откачных скважин эта величина не превышает 2 %.

В некоторых случаях при низких уровнях пластового раствора и большой глубине скважин использование эрлифтов в качестве раствороподъемных средств возможно только путем увеличения заглубления смесителя под уровень пластовых растворов. Для этого глубину скважин увеличивают. Если при перебуривании скважины ниже рудного горизонта последняя вскрывает водоносный горизонт, то необходимо предусмотреть цементацию затрубного пространства отстойника до нижней границы фильтра.

Конструкции разведочных скважин при геотехнологических методах разработки полезных ископаемых в пределах отрабатываемых участков предназначены для определения мощности рудного горизонта, уточнения запасов полезного ископаемого по блокам и выбора наиболее эффективной технологии отработки месторождения.

Расположение скважин и плотность разведочной сети определяют экспериментально или выбирают по методу аналогии. В контуре отрабатываемого месторождения выбор точек заложения разведочных скважин определяют наличием наиболее характерных участков, для которых, например, требуется уточнить число глинистых пропластков в блоке, величины карбонатности пород или уточнить фильтрационные параметры.

Число скважин обычно не превышает 10 % от общего числа эксплуатационных скважин. Разведочные скважины закладывают на месте эксплуатационных; они служат для определения границ рудного пласта. При благоприятных условиях (наличие рудного пласта определенной мощности) разведочные скважины переоборудуют в дальнейшем в эксплуатационные. Диаметр разведочных скважин в породах осадочного комплекса обычно равен 93—112 мм, в скальных породах — 59—76 мм. Увеличение диаметра разведочных скважин способствует в дальнейшем повышению скорости бурения эксплуатационных скважин.

12.3. Крепление геотехнологических скважин

К *обсадным трубам* для крепления и оборудования геотехнологических скважин предъявляют специфические требования, связанные с условиями сооружения и эксплуатации скважин:

- ✓ достаточная механическая прочность в условиях горного давления и гидродинамических нагрузок;
- ✓ стойкость материала труб к химически агрессивным средам (рабочим и продуктивным растворам);
- ✓ сохранение прочностных свойств при работе в условиях низких и высоких температур;
- ✓ надежное сцепление с различными тампонажными и гидроизоляционными материалами;
- ✓ надежность в работе и высокая герметичность соединений труб;
- ✓ невысокая стоимость труб. Правильный выбор типа труб для обсадных и эксплуатационных колонн геотехнологических скважин определяет работоспособность и срок службы скважин.

В настоящее время для крепления и оборудования геотехнологических скважин широко применяют стальные (в том числе из нержавеющей стали) и полиэтиленовые трубы. Реже используют полипропиленовые, винипластовые, бипластмассовые, фанерные и стальные трубы, покрытые эмалью или футерованные полиэтиленом. В стадии внедрения находятся стеклопластиковые и металлопластовые трубы.

Стальные трубы широко применяют в качестве обсадных и эксплуатационных колонн при сооружении технологических скважин для подземного растворения солей, подземной выплавки серы, скважинной гидродобычи, а также при обсадке и оборудовании различных вспомогательных скважин (баражные, гидроразрыва пластов, водопонизительные и др.).

При добыче металлов методом подземного выщелачивания с использованием кислотных растворителей стальные трубы из обычной стали применяют в качестве обсадных, защитных колонн. В процессе освоения и эксплуатации технологических скважин они должны быть изолированы от контакта с продуктивными и рабочими растворами.

При добыче металлов методом подземного выщелачивания с использованием кислотных растворителей наиболее полно требованиям технологии оборудования скважин отвечают трубы из коррозионностойкой стали (ГОСТ 9940—81). Однако применение труб из нержавеющей стали для крепления и оборудования технологических скважин ПВ ограничено вследствие высокой их стоимости. В настоящее время трубы из нержавеющей стали применяют только для изготовления фильтров глубоких скважин и скважинного оборудования, а также в качестве раствороподъемных колонн.

Опыт эксплуатации технологических скважин подземного выщелачивания показал, что применение труб из обычных сталей позволяет значительно снизить стоимость работ, поэтому проводят исследования, направленные на повышение коррозионной стойкости труб, изготовленных из обычных сталей. Одним из наиболее эффективных направлений улучшения коррозионной стойкости материала труб является использование покрытий поверхности труб кислотостойкими оболочками (эмаль, футерование пластмассами, использование лаков и т. д.)

Трубы из неметаллических материалов. Наиболее широко применяют трубы, изготовленные из полимеров, стеклопластика, фанеры, а также различные типы труб, составленные из разнородных материалов (металлопластовые, бипластмассовые и др.).

Трубы из полимерных материалов находят широкое применение при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания с использованием кислотных растворителей в качестве обсадных и эксплуатационных колонн, напорных трубопроводов для подачи сжатого воздуха и рабочих растворов в скважину, а также в качестве раствороподъемных труб.

Трубы из полимерных материалов обладают высокой химической стойкостью при работе в различных агрессивных средах, достаточной механической прочностью, возможностью механической и тепловой обработки. Важным преимуществом труб из полимеров является низкий коэффициент трения, что позволяет предотвратить отложения различных веществ на стенках труб и снизить сопротивления при движении растворов. Они обладают также низкими диэлектрическими показателями и высокой стойкостью против электрохимической коррозии.

Вместе с тем трубы из полимерных материалов имеют некоторые недостатки, которые необходимо учитывать при эксплуатации:

— низкие адгезионные свойства полимерных труб приводят к недостаточному сцеплению цементных и других растворов с поверхностью труб, что способствует ухудшению гидроизоляции зон движения растворов и требуют разработки специальных мероприятий;

— механическая прочность труб из полимеров уменьшается при увеличении температуры и нагрузок;

— величина деформации полимерных труб и их работоспособность сильно зависят от температуры окружающей среды, при которой осуществляют эксплуатацию труб;

— физико-механические свойства труб из полимеров под влиянием солнечной радиации ухудшаются с течением времени, т. е. наблюдается старение материала труб, в результате чего увеличиваются их жесткость и хрупкость.

Применяемые в настоящее время для производства труб пластмассы условно можно разделить на две группы: пластмассы для крупнотоннажных производств труб и соединительных деталей и пластмассы для производства труб специального назначения. К первой группе относят пластмассы на основе полиэтилена (ПЭ), поливинилхлорида (ПВХ), полипропилена (ПП), акрилнитрилбутадиенстирола (АБС), ко второй — пластмассы на основе полибутана (ПБ), фторсодержащих полимеров, хлорированного поливинилхлорида (ХПВХ), полиметилметакрилата (ПМ), полистирола (ПС), полиамида (ПА), поликарбоната (ПК) и ряда других полимеров. Наиболее широкое распространение получили трубы из полиэтилена и поливинилхлорида.

В технической литературе можно встретить обозначение полиэтилена по технологическим условиям его производства (давление и температура) или по плотности: полиэтилен низкого давления ПНД (различают полиэтилен высокой плотности ПВП и полиэтилен средней плотности ПСП), полиэтилен высокого давления ПВД (он же полиэтилен низкой плотности ПНП).

В табл. 12.1 приведены основные параметры полимерных материалов, используемых для производства труб.

Широкое применение таких полимерных материалов первой группы, как ПНД, ПВД и ПВХ, объясняется тем, что более 90 % всех используемых трубопроводных систем предназначены для эксплуатации при нормальных температурах и давлениях, не превышающих 1 МПа, или для работы в безнапорном режиме.

Максимальная температура при эксплуатации труб на основе ПНД и ПВХ составляет 50—60 °С. При эксплуатации труб на основе ПП она может быть увеличена на 10—15 °С и более. Полимеры на базе ПСП используют в первую очередь при производстве труб для газораспределительных сетей, а также длинномерных труб повышенной гибкости, используемых, например, в оросительной технике.

К трубам специального назначения относят трубы с повышенной теплостойкостью, изготовляемые из полибутана, модифицированного

Таблица 12.1. **Свойства полимерных материалов для производства труб**

Показатели	Значение показателей для материала							
	ПНД (ПВП)	ПНД (ПСП)	ПВД (ПНП)	ПВХ	ПП	ПБ	ПВДФ	ПА
Плотность, г/см³	0,94—0,96	0,93—0,94	0,91—0,93	1,4	0,91	0,92	1,78	1,1
Предел текучести при растяжении, МПа	20—30	15—18	10—12	50—56	25—28	17—19	57—60	35
Удлинение при разрыве, %	800	800	600	50	350	300	20	100
Модуль упругости, МПа	900	600	200	3000	1200	500	2000	800
Расчетное допустимое напряжение для труб, МПа	50—63	50	25—32	100—125	50—63	80	160	100

полиэтилена, хлорированного поливинилхлорида и фторсодержащих полимеров.

Трубы из первых трех полимеров предназначены для транспортировки среды при температуре 80—90 °С; некоторые типы фторсодержащих полимеров, например поливинилиденфторид (ПВДФ), способны выдерживать температуру среды до 140 °С.

Полиэтиленовые трубы. В соответствии с ГОСТ Р 52134—2003 (ГОСТ 18599—2001) выпускают трубы из полиэтилена марок ПЭ 32, ПЭ 63, ПЭ 80 и ПЭ 100. В табл. 12.2 приведены их основные прочностные характеристики.

Таблица 12.2. **Прочностные характеристики полиэтиленовых труб**

Марка полиэтилена	Длительная прочность, МПа	MRS*, МПа	Допустимое напряжение (вода, коэффициент запаса прочности 1,25), МПа
ПЭ 32	3,20—3,99	3,2	2,5
ПЭ 63	6,30—7,99	6,3	5,0
ПЭ 80	8,00—9,99	8,0	6,3
ПЭ 100	10,00—11,19	10,0	8,0

* MRS — минимальная длительная прочность (МПа) — напряжение, полученное путем экстраполяции данных испытаний труб на стойкость к внутреннему гидростатическому давлению на срок службы 50 лет при температуре воды 20 °С.

ГОСТ Р 52134—2003 (ГОСТ 18599—2001) включает следующие термины с соответствующими определениями:

S — серия трубы. Нормированное значение, определяемое по формуле

$$S = \sigma / MOP, \qquad (12.1)$$

где σ — допустимое напряжение в стенке трубы, равное MRS/C, МПа: C — коэффициент запаса прочности, равный 1,25 для воды; MOP — максимальное рабочее давление, МПа; d — номинальный наружный диаметр трубы, мм; e — номинальная толщина стенки (мм), рассчитываемая по формуле

$$e = d/(2S + 1). \qquad (12.2)$$

SDR — стандартное размерное отношение — отношение номинального наружного диаметра трубы d к номинальной толщине стенки e. Соотношение между SDR и S определяют по формуле

$$SDR = 2S + 1. \qquad (12.3)$$

Для оборудования геотехнологических скважин наиболее широко применяют полиэтиленовые трубы ПЭ 32 и ПЭ 63. Размеры труб из полиэтилена ПЭ 32 и ПЭ 63 приведены в табл. 12.3 и 12.4.

Полиэтилен марки ПЭ-32 имеет плотность ниже, чем у полиэтилена ПЭ-63. Трубы из ПЭ-32 менее прочные, но более гибкие и имеют меньшую стоимость. Применение этих труб возможно только в определенных горнотехнических условиях с высокой устойчивостью стенок скважин. В геологическом разрезе должны отсутствовать пучащие глины и плывуны. В процессе сооружения и эксплуатации недопустимы осевые нагрузки, превышающие предел текучести материала, а для большинства типоразмеров труб перепады гидростатического давления должны быть не более 1 МПа. Эти условия ограничивают возможность применения данного типа труб в скважинах глубже 100 м.

Таблица 12.3. **Размеры труб из полиэтилена ПЭ 32**

Средний наружный диаметр	*SDR* 21 *S* 10	*SDR* 13,6 *S* 6,3	*SDR* 9 *S* 4	*SDR* 6 *S* 2,5	Овальность после экструзии, не более
	Максимальное рабочее давление воды при 20 °С, МПа				
	0,25	0,4	0,6	1	
10	—	—	—	2,0*	1,0
12	—	—	—	2,0	1,0
16	—	—	2,0*	2,7	1,0
20	—	—	2,3	3,4	1,2
25	—	2,0*	2,8	4,2	1,5
32	2,0*	2,4	3,6	5,4	2,0
40	2,0*	3,0	4,5	6,7	2,4
50	2,4	3,7	5,6	8,3	3,0
63	3,0	4,7	7,1	10,5	3,8
75	3,6	5,6	8,4	12,5	4,5
90	4,3	6,7	10,1	15,0	5,4
110	5,3	8,1	12,3	18,3	6,6
125	6,0	9,2	14,0	20,8	7,5
140	6,7	10,3	—	—	8,4
160	7,7	11,8	—	—	9,6

* Трубы относят к соответствующему размерному ряду *SDR* (*S*) условно, так как минимальная толщина стенки труб 2,0 мм установлена, исходя из условий сварки труб.

Таблица 12.4. **Размеры труб из полиэтилена ПЭ 63, мм**

Средний наружный диаметр	*SDR* 41 *S* 20	*SDR* 26 *S* 12,5	*SDR* 17,6 *S* 8,3	*SDR* 11 *S* 5	Овальность после экструзии, не более
	Максимальное рабочее давление воды при 20 °С, МПа				
	0,25	0,4	0,6	1	
16	—	—	—	2,0*	1,2
20	—	—	—	2,0*	1,2
25	—	—	2,0*	2,3	1,2
32	—	—	2,0*	3,0	1,3
40	—	2,0*	2,3	3,7	1,4
50	—	2,0	2,9	4,6	1,4
63	2,0*	2,5	3,6	5,8	1,5
75	2,0	2,9	4,3	6,8	1,6
90	2,2	3,5	5,1	8,2	1,8
110	2,7	4,2	6,3	10,0	2,2
125	3,1	4,8	7,1	11,4	2,5
140	3,5	5,4	8,0	12,7	2,8
160	4,0	6,2	9,1	14,6	3,2
180	4,4	6,9	10,2	16,4	3,6
200	4,9	7,7	11,4	18,2	4,0
225	5,5	8,6	12,8	20,5	4,5
250	6,2	9,6	14,2	22,7	5,0
280	6,9	10,7	15,9	25,4	9,8
315	7,7	12,1	17,9	28,6	11,1
355	8,7	13,6	20,1	32,2	12,5
400	9,8	15,3	22,7	36,3	14,0
450	11,0	17,2	25,5	40,9	15,6
500	12,3	19,1	28,3	45,4	17,5
560	13,7	21,4	31,7	50,8	19,6
630	15,4	24,1	35,7	57,2	22,1
710	17,4	27,2	40,2	—	24,9
800	19,6	30,6	45,3	—	28,0
900	22,0	34,4	51,0	—	31,5
1000	24,5	38,2	56,6	—	35,0
1200	29,4	45,9	—	—	42,0

* См. табл. 12.3.

Для оборудования геотехнологических скважин используют в основном обсадные трубы из полиэтилена марки ПЭ-63. Полиэтиленовые трубы с наружным диаметром 110—200 мм и толщиной стенок 18 мм по прочности незначительно уступают некоторым типам металлических и, несмотря на более высокую стоимость, их широко применяют при сооружении скважин ПВ. Особенно целесообразно их внедрение там, где они заменяют дефицитные и дорогие трубы из нержавеющей стали. Однако даже по сравнению с обсадными трубами из обычных сталей при работе в малоагрессивной водной среде может быть получен экономический эффект за счет отсутствия коррозии, большего срока эксплуатации и меньших сопротивлений движению жидкости.

Беструбное крепление

При увеличении объемов сооружаемых скважин и их глубин потребность в обсадных трубах из различных материалов непрерывно растет, доля затрат на оборудование скважин обсадными колоннами в общей стоимости единицы продукции увеличивается. Поэтому разработка новых методов крепления геотехнологических скважин и создания противофильтрационных завес является актуальной задачей.

Современные методы беструбного крепления скважин делят на три основные группы: стабилизация устойчивости стенок скважин промывочными растворами в процессе бурения, химическое упрочнение и закрепление неустойчивых пород формированием на их поверхности прочного водонепроницаемого покрытия из твердеющих тампонажных растворов.

Наиболее перспективным по ряду причин (простота технологии крепления, возможность использования стандартного бурового оборудования, низкая стоимость тампонажных растворов по сравнению с химическими растворами для упрочнения и др.) является крепление скважин путем создания на поверхности горных пород прочного долговечного покрытия из тампонажных растворов. Для формирования такого покрытия используют тампонажные растворы на основе цемента, синтетических смол и силиката натрия в сочетании с наполнителями — песком, глиной, кордным волокном, отходами кожевенной промышленности, резиновой крошкой и др.

Закрепление горных пород производят путем создания на стенках скважины от устья до продуктивного горизонта прочного, изоляционного покрытия из отвердевшего материала. На рис. 12.8 приведена схема беструбного крепления технологических скважин. Технология формирования такого покрытия включает следующие основные операции:

- ✓ спуск в скважину колонны труб, состоящей из отстойника, фильтра, надфильтрового патрубка, а также опалубочной части колонны;
- ✓ оборудование прифильтровой зоны скважины гравийной обсыпкой в случае применения гравийно-обсыпных фильтров;
- ✓ приготовление тампонажных растворов;
- ✓ подачу тампонажного раствора в заопалубочное пространство;
- ✓ отсоединение опалубочной колонны от фильтровой и периодическое вращение опалубочной колонны после начала схватывания смеси до полного ее затвердевания;
- ✓ извлечение опалубочной колонны;
- ✓ контроль качества покрытия.

Опалубочную колонну монтируют из звеньев обсадных металлических труб. Нижняя труба должна иметь переходник с левой резьбой для соединения с надфильтровым патрубком. Длина надфильтрового патрубка должна быть не менее 3—5 м. В верхней части надфильтровый патрубок снабжен направляющими фонарями для центрирования фильтровой и опалубочной колонны в скважине. Для лучшего извле-

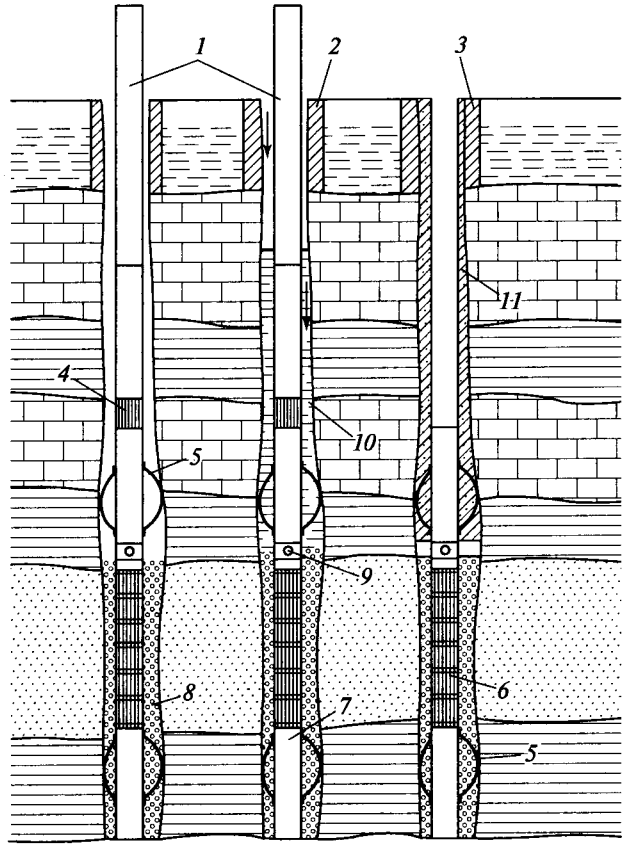


Рис. 12.8. Схема беструбного крепления технологических скважин, пройденных в устойчивых породах:

1 — опалубочная колонна; *2* — кондуктор; *3* — затрубная цементация; *4* — переходник с левой резьбой; *5* — направляющие фонари; *6* — фильтр; *7* — отстойник; *8* — слой гравийной обсыпки; *9* — цементировочный узел; *10* — тампонажный раствор; *11* — облицовка из тампонажного камня

чения опалубочной колонны ее поверхность предварительно смазывают солидолом, графитом или антивибрационной смазкой типа КАВС. Опалубочная колонна в скважине перед закачкой тампонажного раствора дополнительно центрируется на устье.

Приготовленный тампонажный раствор подают в затрубное пространство между опалубочной колонной и стенками скважины, путем продавливания смеси при помощи двух пробок, продавливания смеси при помощи одной (верхней) пробки и самотеком через заливочные трубки.

После начала схватывания раствора (начало упрочнения структурных связей) опалубочную колонну в скважине, не приподнимая, проворачивают вправо. В результате фильтровая колонна отсоединяется от опалубочной. В процессе упрочнения структурных связей тампонажного геля опалубочную колонну периодически проворачивают вращателем буровой установки. При достижении тампонажным камнем требуемой прочности опалубочную колонну извлекают из скважины и производят ультразвуковой контроль качества изоляционного покрытия.

При бурении в неустойчивых породах оборудование скважины производят под защитой колонны обсадных труб. После спуска обсадной колонны на опалубочной колонне опускают фильтр и делают при необходимости гравийную обсыпку. Затем в пространство между опалубочной колонной и обсадными трубами закачивают приготовленный тампонажный раствор. Колонну обсадных труб приподнимают, освобождая фильтр, при этом надфильтровый патрубок остается в обсадной колонне. Ствол скважины полностью заполняют тампонажным раствором. До начала затвердевания тампонажного раствора колонну обсадных труб извлекают из скважины, а смесь при ее подъеме полностью заполняет пространство между стенками скважины и опалубочной колонной. При необходимости производят закачивание раствора в скважину. При достижении тампонажным камнем расчетной прочности опалубочную колонну также извлекают, после чего производят ультразвуковой контроль качества покрытия.

Трубы для обсадных и эксплуатационных колонн перед спуском их в скважину подвергают тщательной контрольной проверке. Контроль внешнего вида и качества поверхности труб производят визуальным способом. На наружной и внутренней поверхностях труб не должно быть раковин, расслоений, трещин и др. Производят замеры диаметра труб и толщины стенки. Особую значимость эти измерения имеют при применении труб из неметаллических материалов.

При использовании неметаллических колонн испытание каждой трубы гидравлическим давлением для определения величины внутреннего и внешнего сминающих давлений обычно не производят. Герметичность эксплуатационных колонн определяют в собранном виде.

В случае необходимости перед спуском колонны осуществляют проработку ствола скважины с помощью специальных или шарошечных долот. Монтаж колонны и спуск ее в скважину производят только после разметки элементов колонны в соответствии с фактическим геологическим разрезом. Для лучшего центрирования обсадных колонн и более качественной цементации затрубного пространства рекомендуется на обсадных трубах через 10—20 м по длине колонны устанавливать направляющие фонари.

Спуск металлических обсадных и эксплуатационных колонн, как правило, не представляет больших трудностей и осуществляется по общепринятой технологии. Для повышения герметичности и предохранения колонн от смятия при оборудовании глубоких геотехнологических скважин предусмотрена постановка в нижней части одного или двух обратных клапанов, которые в дальнейшем должны быть разбу-

рены. Герметичность резьбовых соединений при спуске обсадных и эксплуатационных колонн в скважинах ПРС и ПВС повышают с помощью специальных смазок типа Р-1, Р-2 и УС-1.

В практике сооружения технологических скважин находят применение два вида соединений металлических обсадных колонн — резьбовое и с помощью электросварки. Трубы из нержавеющей стали соединяются в колонну только с помощью сварки. Применение электродуговой сварки по сравнению с резьбовыми соединениями позволяет уменьшить металлоемкость скважин, упростить их конструкцию, повысить герметичность колонны.

Сварку обсадных труб над устьем скважины можно производить как автоматическими, так и полуавтоматическими сварочными установками. Для сварки труб из нержавеющей стали используют электроды марки ЦЛ-11. Перед сваркой на трубах протачивают фаски под углом 45°.

При спуске в скважину полиэтиленовых обсадных и эксплуатационных колонн применяют два вида соединений — резьбовое соединение и термоконтактную сварку встык.

Для соединения полиэтиленовых труб, изготовляемых из полиэтилена низкого давления (ПЭ-63), применяют три типа резьбовых соединений полиэтиленовых труб: замковое, муфтовое и «труба в трубу».

Резьбу для муфтового соединения и соединения «труба в трубу» нарезают непосредственно на полиэтиленовых трубах и муфтовых заготовках на труборезном станке. Для замкового соединения вначале в специальных пресс-формах изготовляют необходимых размеров заготовки элементов соединения, затем на них нарезают резьбу, а перед спуском труб в скважину элементы замкового соединения (ниппель и муфта) приваривают к трубам с помощью термоконтактной сварки.

Выбор параметров резьбы на полиэтиленовых трубах зависит от геометрических размеров труб, их прочностных свойств, величины нагрузок, условий работы и монтажных характеристик. Применяют соединения с различными резьбами: конической, цилиндрической, ленточной, цилиндрической прямоугольной, газовой.

Профиль ленточной резьбы, применяемой как при замковом соединении, так и при соединении «труба в трубу», показан на рис. 12.9.

Для соединения труб типа Т и СТ разработаны более прочные, повышенной герметичности резьбовые соединения с трапецеидальной однозаходной резьбой, профиль которой показан на рис. 12.10.

Полиэтиленовые трубы с резьбовыми соединениями перед отправкой на буровую установку необходимо проверять с помощью специальных шаблонов, а резьбы закрывать предохранительными деревянными колпаками.

При применении полиэтиленовых труб с резьбовыми соединениями обсадку скважин осуществляет состав буровой вахты. При этом предварительно производят протирку и смазку резьбового соединения, нанесение на его поверхность специальных составов герметика. Герметик

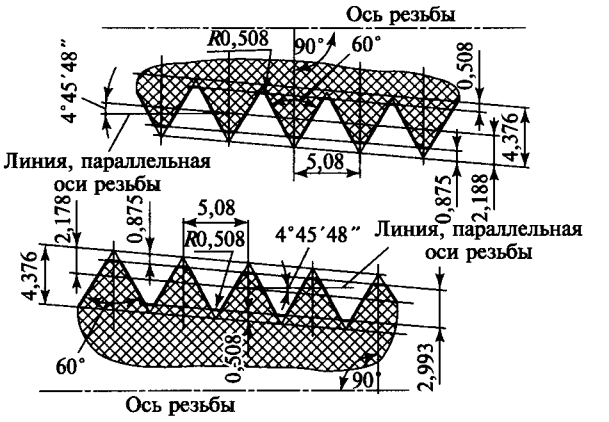


Рис. 12.9. Типовой профиль ленточной резьбы для полиэтиленовых труб

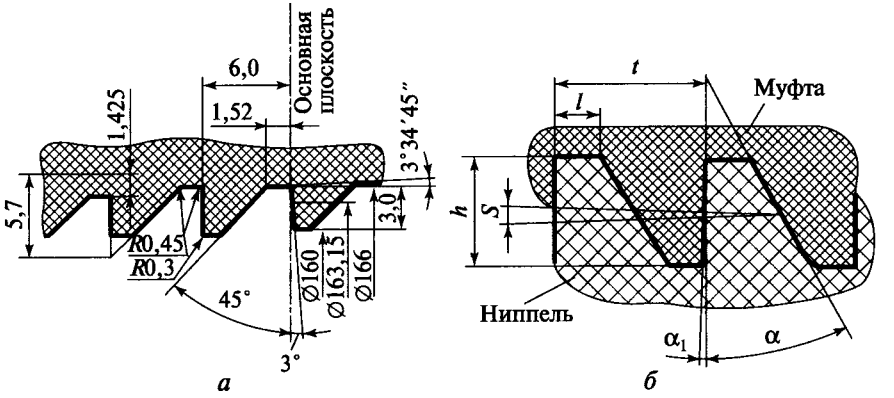


Рис 12.10. Типовые профили трапецеидальной однозаходной резьбы:
а — для соединения «труба в трубу»; *б* — для замкового соединения

обеспечивает герметичность резьбовых соединений полиэтиленовых труб, облегчает монтаж и демонтаж колонны труб. Герметизирующая смесь состоит из раствора полиизобутилена в бензине, имеет хорошую адгезию к полиэтилену и обладает высокой химической стойкостью к агрессивным средам, сохраняет пластические свойства в течение всего периода эксплуатации полиэтиленовой колонны, что позволяет осуществить ее разборку после окончания эксплуатации скважины.

Способ сварки полиэтилена основан на том, что при контакте деталей, предварительно нагретых до определенной температуры, между ними образуется соединение, которое после охлаждения обладает достаточной прочностью. Необходимым условием качественной сварки

полиэтиленовых труб являются надежный контакт и центрирование свариваемых труб, нагрев кромок до требуемой температуры и на заданную глубину, а также сжатие их после нагрева с необходимым усилием. Глубина прогрева не должна превышать 2—4 мм, давление в месте контакта нагретых поверхностей полиэтиленовых труб — от 0,15 до 0,75 МПа. Это обеспечит прочность сварного шва при растяжении не ниже 90 % прочности основного материала.

В зоне контакта свариваемых труб образуется утолщение в виде валика, высота которого достигает 5—6 мм, что снижает сечение труб в месте сварки. Для уменьшения величины этого валика перед сваркой подготавливают кромки труб: в трубах ППД «СТ» с внутренней стороны торцов срезают фаски на глубину до 5 мм или протачивают трубы под установку металлической втулки. В некоторых случаях металлическая втулка является и ограничителем подачи (сжатия) труб после их прогрева.

Наличие загрязнений в материале труб непосредственно у свариваемых кромок значительно снижает прочность сварного шва, поэтому при производстве сварочных работ рекомендуется торцы труб очищать и обезжиривать ацетоном, так как наличие масел, нефтепродуктов и других жирных веществ может привести к образованию трещин в свариваемом шве.

Термоконтактную сварку встык осуществляют с применением нагревательных плит с встроенными в них электрическими спиралями. На рис. 12.11 показана схема установки для сварки вертикальных и горизонтальных трубопроводов, позволяющая механизировать и автоматизировать процесс сварки полиэтиленовых колонн.

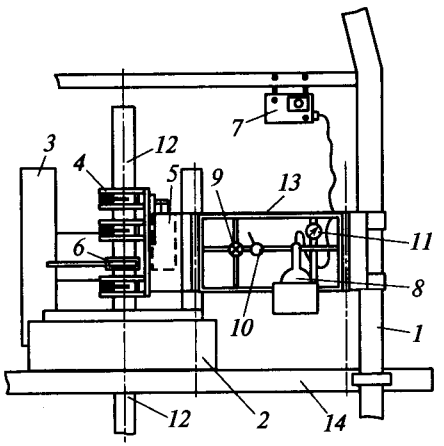


Рис. 12.11. Полуавтоматическая установка для сварки полиэтиленовых труб УСВТ-2:
1 — стойка мачты буровой установки; *2* — ротор; *3* — лебедка; *4* — центратор; *5* — пневмоцилиндр; *6* — торцовочное приспособление; *7* — терморегулятор; *8* — нагревательный элемент; *9* — регулятор давления; *10* — переключатель; *11* — манометр; *12* — свариваемые трубы; *13* — рама крепления к мачте; *14* — платформа буровой установки

Центрирующие приспособления сварочной установки консолью крепятся к стойке мачты бурового агрегата. Шарнирные соединения позволяют свободно отводить и подводить центраторы к месту сварки над ротором. Необходимое давление при сварке создается пневматическим цилиндром, который одновременно позволяет смыкать и размыкать торцы труб. Разогрев нагревательного элемента осуществляется от генератора буровой установки. Имеющийся блок контрольно-измерительных приборов позволяет устанавливать заданную величину температуры. Поверхность нагревательного элемента покрыта антиадгезионным материалом, армированным фторопластом, в результате чего на нагревателе не остается следов от расплавленного полиэтилена. Торцовку труб осуществляют непосредственно перед сваркой с помощью специального приспособления. Выполнение этой операции непосредственно перед сваркой труб способствует улучшению качества свариваемого шва из-за меньшего окисления поверхностного слоя торцов обсадных труб.

Применение полуавтоматической электронагревательной установки позволяет сократить затраты времени и способствует улучшению технологии сварки и условий труда. Кроме того, автоматическая установка оптимальных параметров сварки и упрощение операций в результате использования малой механизации позволяют производить спуск обсадных и эксплуатационных колонн силами буровой бригады.

При сооружении технологических скважин ПВ применяют два способа монтажа полиэтиленовых труб при спуске их в скважину:

— по общепринятой технологии путем поочередного наращивания отрезков труб длиной 6—12 м, соединяемых между собой с помощью резьбовых соединений или с использованием термических методов (обычно сварка встык);

— полностью собранную на поверхности колонну труб опускают в скважину с помощью специальных приспособлений.

Второй вариант спуска обсадных и эксплуатационных колонн в скважину можно осуществить только в случае применения труб из ПЭ-32. На специальной площадке возле буровой установки из труб, имеющих длину 6—12 м, сваривают в горизонтальном положении плеть длиной, соответствующей глубине скважины. Перед спуском труб в скважину производят опрессовку сваренной полиэтиленовой колонны под давлением, равным допустимому внутреннему давлению для соответствующего типа труб, которое колеблется от 0,5 до 1,5 МПа, с целью определения ее герметичности.

В процессе спуска в скважину собранной и испытанной на поверхности полиэтиленовой колонны труб к ее нижнему концу подсоединяют утяжелитель, отстойник, фильтр, средства гидроизоляции и др. Для плавного изменения направления движения колонны из горизонтального положения в вертикальное на столе ротора устанавливают различные направляющие устройства, чаще всего в виде дуги, на ко-

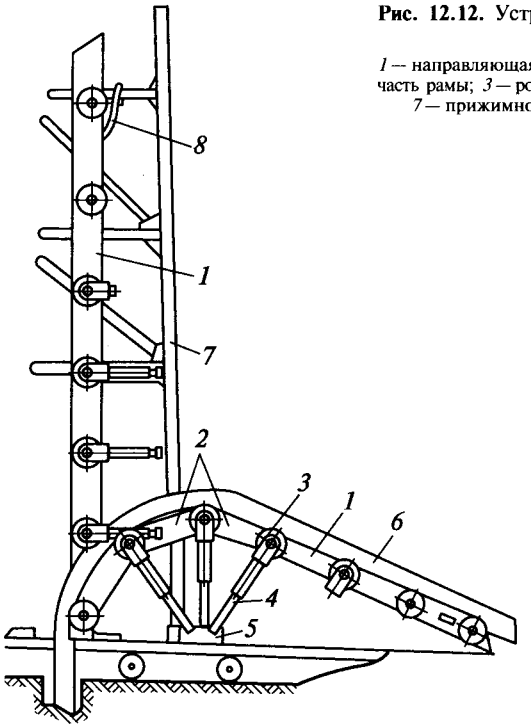


Рис. 12.12. Устройство для спуска полиэтиленовых труб в скважину:

1 — направляющая прямолинейная рама; *2* — скругленная часть рамы; *3* — ролик; *4* — шток; *5* — амортизатор; *6* — труба; *7* — прижимное устройство; *8* — рычаг управления

торую укладывают полиэтиленовые трубы (рис. 12.12). С помощью лебедки бурового станка добиваются плавного перехода колонны в вертикальное положение.

При применении этого метода спуска полиэтиленовых труб значительно уменьшаются затраты времени на оборудование технологических скважин подземного выщелачивания. При этом повышается надежность ее посадки на конечную глубину из-за меньшего осаждения шлама и релаксации стенок скважины.

Отличительной особенностью полиэтиленовых труб является то, что их плотность ниже плотности большинства промывочных жидкостей, поэтому полиэтиленовые трубы не погружаются в скважину, заполненную промывочной жидкостью. Для спуска обсадных и эксплуатационных колонн из полимеров необходимо или снизить плотности жидкости в скважине (применение аэрированных растворов), или увеличить вес колонны труб с помощью различных утяжелителей. Для спуска полиэтиленовых колонн применяют утяжелители стационарные и съемные (рис. 12.13).

В качестве стационарных утяжелителей используют чугунные, металлические, железобетонные стержни и обсадные трубы с различными инертными наполнителями. Эти утяжелители присоединяются

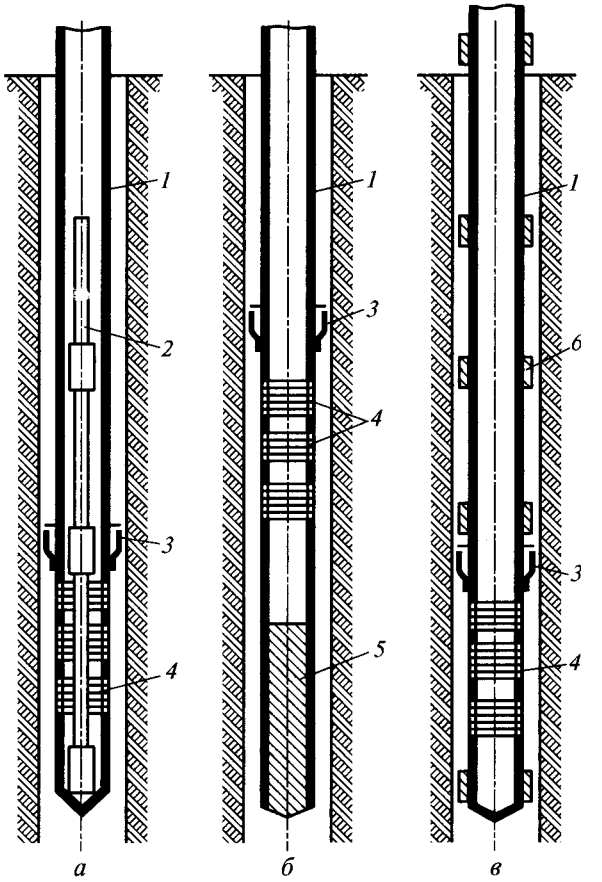


Рис. 12.13. Утяжелители для спуска полимерных труб:

а — съемный утяжелитель в виде звеньев бурильных труб; *б* — стационарный утяжелитель; *в* — стационарный утяжелитель с равномерно распределенной массой по длине колонны. *1* — обсадная, или эксплуатационная колонна; *2* — бурильные трубы; *3* — манжета; *4* — фильтр; *5* — утяжелитель; *6* — секции утяжелителя

к нижней части полиэтиленовой колонны или равномерно распределяются по ее длине.

Применение стационарных утяжелителей, расположенных в нижней части колонны, является наиболее простым способом спуска полиэтиленовых труб, однако их применение требует увеличения глубины бурения на длину утяжелителя, что с учетом стоимости самих утяжелителей приводит к снижению технико-экономических показателей сооружения технологических скважин. Кроме того, чугунные, металлические и железобетонные утяжелители при применении кислотных растворителей способствуют засорению продуктивных растворов.

Для съемных утяжелителей можно использовать чугунные, металлические и железобетонные стержни, устанавливаемые внутри полиэтиленовой колонны на специальных упорах, а также звенья бурильных труб, опущенные внутрь колонны (см. рис. 12.13, *а*).

Съемные утяжелители в виде стержней, устанавливаемых внутри колонны труб, не нашли широкого применения при сооружении технологических скважин ПВ из-за трудностей их извлечения после спуска полиэтиленовой колонны. Это вызвано значительными колебаниями толщины стенки, а следовательно, и значительными колебаниями величины внутреннего диаметра изготовляемых полиэтиленовых труб, а также вследствие наплывов полиэтилена, которые образуются при термических методах соединения.

Бурильные трубы диаметром 42 и 50 мм широко используют в качестве съемных утяжелителей. Их опускают внутрь полиэтиленовой колонны и соединяют со специальным противоаварийным переходником, смонтированным в отстойнике. Очень часто указанные бурильные трубы применяют для более точной установки фильтра в зоне рудного пласта, особенно в глубоких скважинах.

Глубины скважин для подземного выщелачивания металлов составляют в последнее время 500—600 м, для таких глубин при спуске в скважину полиэтиленовых труб требуются утяжелители, имеющие значительную массу. Основным недостатком описанных ранее утяжелителей при оборудовании полиэтиленовыми колоннами глубоких скважин является то, что нагрузка от утяжелителя воспринимается нижним концом колонны, вследствие чего происходит концентрация значительных растягивающих напряжений в месте соединения утяжелителя с обсадной колонной. Во многих случаях эти напряжения достигают критических величин, что приводит к обрыву обсадных труб.

Большей надежностью отличается обсадная колонна, у которой масса утяжелителя равномерно распределена по ее длине (см. рис. 12.13, *в*). Утяжелитель такого типа может быть выполнен в виде набора отрезков труб, разрезанных вдоль на две половинки, которые крепятся на колонне при помощи хомутов.

Сборку полиэтиленовой колонны и спуск ее в скважину осуществляют наращиванием труб по мере спуска колонны. Через интервалы, равные длине полуволны изогнутой колонны, на трубе закрепляют секции утяжелителя, число которых определяют исходя из величины общей массы утяжелителя.

Необходимую массу утяжелителей при спуске полиэтиленовых колонн в скважину с использованием стационарных и съемных утяжелителей, расположенных в нижней части колонны, определяют по формуле

$$G_{\text{у}} = k_{\text{доп}} qL \Big/ \left(\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{п}}} - 1 \right), \qquad (12.4)$$

где $G_{\text{у}}$ — масса утяжелителя; $k_{\text{доп}} = 1{,}3—1{,}5$ — коэффициент, учитывающий дополнительные силы сопротивления при спуске колонны труб;

q — масса 1 м полиэтиленовых труб, кг; L — длина колонны труб, м; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $\rho_{\text{п}}$ — плотность материала полиэтиленовых труб. $\rho_{\text{п}} = 0{,}94—0{,}96$ кг/м^3 для труб из ПЭ 63 и $\rho_{\text{п}} = 0{,}91—0{,}93$ кг/м^3 — для труб из ПЭ 32.

Спуск металлопластовых, стеклопластиковых и других труб, имеющих значительную жесткость и плотность, производят по общепринятой технологии. При спуске полимерных, металлопластовых и стеклопластиковых труб в скважину необходимо использовать специальные инструменты (ключи, хомуты и др.). С целью предотвращения повреждения поверхности труб инструмент должен иметь предохранительные прокладки, выполненные из резины или полиэтилена.

12.4. Цементирование и гидроизоляция

Цементирование и гидроизоляцию геотехнологических скважин, являющиеся важнейшими факторами эффективности и качества работ, связанных с добычей твердых полезных ископаемых, осуществляют с целью решения следующих основных задач:

— предотвращения растекания рабочих и продуктивных растворов из отрабатываемых продуктивных пластов через затрубное пространство скважин в выше- и нижележащие водоносные горизонты;

— разобщения пространства между эксплуатационной и обсадной колоннами. Применяют в основном тогда, когда обсадная колонна выполнена из корродирующего материала, а рабочие и продуктивные растворы обладают высокой агрессивностью;

— защиты эксплуатационной колонны от сминающих усилий, вызванных горным давлением слабоустойчивых пород, вскрытых в процессе бурения скважин. Такая защита особенно необходима, когда скважиной вскрываются мощные пласты несцементированных, неустойчивых пород и в качестве обсадных колонн применяют неметаллические трубы;

— предотвращения утечек рабочих растворов через соединения (чаще всего резьбовые) эксплуатационных колонн, особенно при высоконапорном режиме нагнетания;

— удержания и изоляции обсадных и эксплуатационных колонн в скважине, когда ствол скважины в призабойной зоне представлен камерой (полостью) значительных размеров. Это необходимо учитывать при сооружении эксплуатационных скважин для СГД, бесфильтровых скважин ПВ, подземной выплавки серы, подземного растворения солей и др. Расширение призабойной зоны скважин с целью повышения их производительности также широко практикуется при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания металлов;

— локализации рудных тел и отдельных залежей для предотвращения растекания выщелачивающих и продуктивных растворов в от-

дельных блоках при подземном выщелачивании металлов путем закачки в специально оборудованные трещины гидроразрыва цементных и других растворов;

— упрочнения стенок скважин при сооружении эксплуатационных скважин ПВ в раздробленных породах и в подготовительных скальных блоках;

— создания искусственных целиков для предупреждения размыва породы в зоне башмака обсадной колонны. Это мероприятие находит применение при оборудовании эксплуатационных скважин при подземном растворении солей.

Для обеспечения качественной гидроизоляции и разобщения пород, вскрытых скважинами, тампонажные и гидроизоляционные материалы должны удовлетворять следующим основным требованиям:

✓ образовывать легкоподвижные системы, которые можно прокачать буровыми насосами;

✓ сохранять свою начальную консистенцию как в статических (без перемешивания), так и в динамических (при непрерывном перемешивании) условиях;

✓ иметь определенные пределы плотности: облегченные системы плотностью ниже 1700 кг/м^3 применяют для цементирования пород с низким пластовым давлением, обычные системы — 1700—2000 кг/м^3; утяжеленные — выше 2000 кг/м^3 применяют для цементирования пластов с высоким давлением пластов жидкости;

✓ иметь достаточную прочность и обеспечивать хорошую водо- и газонепроницаемость, а также достаточную устойчивость при воздействии агрессивных сред.

Разнообразие и специфика геотехнологических методов разработки месторождений твердых полезных ископаемых требуют применения различных тампонажных и гидроизоляционных материалов.

При разработке полезных ископаемых методом подземного выщелачивания применяют кислотостойкие тампонажные материалы. Состав большинства кислостойких цементов основан на образовании стойкого против кислотной агрессии геля кремневой кислоты $Si(OH)_4$. Кислостойкие цементы имеют ряд недостатков, затрудняющих их применение при цементировании скважин: высокую консистенцию и плотность, большую усадку образующегося камня. Поэтому при разработке составов кислостойких тампонажных цементов необходимо учитывать перечисленные выше особенности.

С целью снижения усадки кислостойких цементных растворов при их застывании необходимо придавать им способность к расширению. Применение расширяющихся цементных растворов способствует повышению качества цементирования и гидроизоляции, но при этом необходимо учитывать прочность обсадной колонны, так как при сильном расширении цементов возможно смятие обсадных труб и выход скважины из строя.

При сооружении геотехнологических скважин наиболее широкое применение находят облегченные цементные растворы, а также термостойкие, низкогигроскопичные и др. Облегченные цементные растворы чаще всего используют при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания металлов, оборудованных пластмассовыми и другими неметаллическими трубами.

Термостойкие шлакопесчаные цементы могут использоваться в основном при цементировании эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы и подземного растворения солей. Тампонажные цементы, затворенные на насыщенном растворе хлористого натрия NaCl с концентрацией не менее 310 г/л, применяют для цементирования обсадных колонн при сооружении технологических скважин подземного растворения солей. При разработке легкорастворимых высокопластичных калийно-магниевых солей применяют магнезиальные растворы.

С целью снижения нарушений целостности обсадных и эксплуатационных колонн, сокращения затрат на сооружение технологических скважин и возможности извлечения обсадных труб после окончания эксплуатации скважин используют тампонажные материалы на основе битума. Закачку битума осуществляют под давлением 0,5—1 МПа при температуре 184 °С. Извлечение обсадной колонны можно осуществлять путем предварительного разогрева битума горячей водой с температурой 100 °С. Битумы в качестве тампонажных материалов целесообразно использовать для сооружения эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы, подземного растворения солей и скважинной гидродобычи, когда скважины оборудуются металлическими или стеклопластиковыми обсадными и эксплуатационными колоннами.

Наличие высоких температур при расплавлении битумов не позволяет использовать их в качестве тампонажного материала при сооружении скважин, оборудованных полиэтиленовыми, полипропиленовыми, винипластовыми и металлопластовыми трубами.

Недостаточная адгезия (сила сцепления) цементного раствора с поверхностью пластмассовых или металлопластовых труб не всегда обеспечивает надежную гидроизоляцию зон движения рабочих и продуктивных растворов. Сцепление цементного камня с полиэтиленовыми трубами в среднем составляет 0,02—0,09 МПа. При добавлении в цементный раствор 7—12 % извести или гипса сцепление увеличивается на 60—80 %. Росту сцепления цементного камня с поверхностью полиэтиленовых труб на 50—70 % способствует также увеличение ОЗЦ с 2 до 8 сут.

Другим направлением повышения адгезионной прочности полимерных труб к цементным растворам является изменение физико-механических свойств поверхности труб с помощью механических, физических и химических методов.

Механическими способами обработки полимерных труб являются очистка их поверхности щетками и обработка труб пескоструйными аппаратами для придания им шероховатости.

К физическим способам относят обработку поверхности полиэтиленовых труб тлеющим или коронным разрядами, которые ведут к изменению химических свойств обрабатываемой поверхности.

Химическую подготовку поверхности труб производят с применением растворителей, например растворов марганцовистого калия, минеральных кислот и т. п. В этом случае прочность адгезионных связей может быть повышена в 1,5—2 раза (ксилол-полиэтилен).

При сооружении технологических скважин для подземной выплавки серы, подземного растворения солей и подземной газификации возможно применение способов одно- и двухступенчатого цементирования с одной или двумя разделительными пробками, а также закачка тампонажного раствора через башмак обсадной колонны, оборудованной обратным клапаном. В скважинах для СГД эти способы цементирования применения не находят, так как не предотвращают попадание тампонажных растворов внутрь обсадных труб и не исключают возможности цементирования пакеров, предназначенных для посадки внутренней трубы добычного снаряда. Сложным и трудоемким процессом является также цементирование скважин ПВ, оборудованных неметаллическими обсадными и эксплуатационными колоннами.

В практике сооружения скважин ПВ и СГД широко применяют способы цементирования через заливочные трубки, по которым и подается цементный раствор. В зависимости от размещения заливочных трубок различают два варианта доставки тампонажных материалов в затрубное пространство скважины. При первом варианте цементирования заливочные трубки опускают в затрубное пространство цементируемой колонны, при втором — внутрь обсадной или эксплуатационной колонны.

Вариант доставки тампонажных материалов при размещении заливочных трубок в затрубном пространстве колонны показан на рис. 12.14.

Нижний конец заливочных трубок опускают выше башмака колонны или разобщающей манжеты на 0,5—2 м и по ним в затрубное пространство закачивают цементный раствор в требуемом объеме. В качестве заливочных трубок возможно применение бурильных труб ниппельного соединения, насосно-компрессорных труб или полиэтиленовых шлангов. В связи с трудностью спуска в скважину полиэтиленовых шлангов предусмотрено их крепление к обсадным или эксплуатационным трубам и одновременный спуск.

При цементировании обсадных колонн из полимерных материалов с целью предупреждения смятия предусматривается полное заполнение их внутренней полости глинистым раствором (см. рис. 12.14, *а*), причем по мере заполнения затрубного пространства тампонажным раствором заливочные трубки приподнимают. Для предупреждения перетекания цементного раствора в полость обсадной колонны ее башмак оборудован диафрагмой, изготовленной из чугуна, стекла и других материалов, либо предусмотрена заливка полости обсадной колонны глинистым раствором с плотностью, близкой к плотности цементного раствора.

При цементировании колонн, оборудованных в нижней части фильтром, предусматривается постановка разобщающей манжеты, закрепленной на колонне выше фильтра (см. рис. 12.14, *б*), которая предотвращает поступление тампонажных растворов в прифильтровую

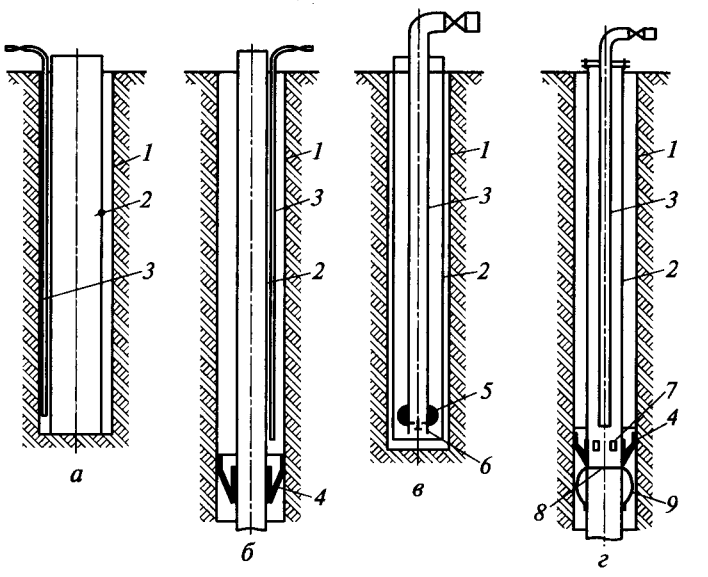


Рис. 12.14. Схемы цементирования скважин с применением заливочных трубок:
а, *б* — путем спуска заливочных трубок в затрубное пространство обсадной колонны; *в*, *г* — путем спуска заливочных трубок в полость обсадной колонны. *1* — ствол скважины, *2* — обсадная (эксплуатационная) колонна, *3* — заливочные трубки, *4* — разобщающая манжета; *5* — пакер; *6* — обратный клапан, *7* — цементирующее устройство, *8* — диафрагма, *9* — центратор

зону скважины. Манжета выполнена из эластичного материала, в основном из кислотостойкой резины и имеет форму усеченного конуса, широкая часть которого больше диаметра скважины на 20—50 мм. Для лучшей герметизации прифильтровой зоны скважины посадку манжеты обычно производят на уступ, образованный при переходе ствола скважины на уменьшенный диаметр.

Основные недостатки цементирования при размещении заливочных трубок в затрубном пространстве:

— затруднено использование при цементировании глубоких скважин в связи с трудностью спуска заливочных трубок;

— необходимость увеличения диаметра скважин для размещения заливочного става в пространстве между стенкой скважины и обсадной колонной. Для цементирования обсадной колонны из полиэтиленовых труб диаметром 110 мм и применения в качестве заливочного става бурильных труб диаметром 42 мм диаметр скважины должен быть не менее 190—214 мм, что приводит к увеличению стоимости ее сооружения;

— при использовании в качестве заливочных трубок бурильных, насосно-компрессорных и других металлических труб увеличивается вероятность повреждения цементируемых труб и их соединений, что приводит к аварийным ситуациям и выходу скважины из строя;

— невозможность оборудования цементируемой колонны центрирующими фонарями, скребками и другими приспособлениями вследствие того, что они являются препятствием для спуска заливочного става;

— не обеспечивается высокое качество цементирования в связи с неравномерным распределением цементного раствора за колонной и разбавлением его глинистым раствором.

Более совершенным способом подачи тампонажных растворов является подача через заливочные трубки, опущенные в полость цементируемой колонны (см. рис. 12.14, *в*, *г*).

При цементировании неметаллических обсадных колонн через заливочные трубки, опущенные внутрь колонны, по схеме, показанной на рис. 12.14, *в*, нижний конец заливочных трубок снабжается обратным клапаном *6* и пакером *5*, устанавливаемым в зоне башмака обсадной колонны на расстоянии не более 0,5 м от низа с целью предупреждения заполнения полости колонны цементным раствором. После установки пакера в обсадную колонну до устья скважины заливают глинистый раствор с плотностью не ниже 1200 кг/м^3. Верх колонны оставляют открытым. После закачки цементного раствора и ОЗЦ пакер срывают и вместе с заливочным ставом извлекают из скважины. Высота цементного стакана в обсадной колонне при такой схеме цементирования не превышает 0,5 м и не затрудняет дальнейшего углубления скважины.

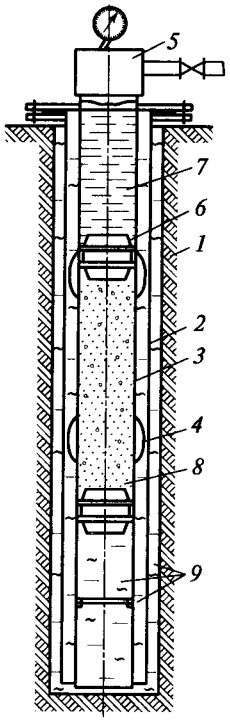


Рис. 12.15. Схема цементирования неметаллических колонн с применением разделительных пробок:

1 — ствол скважины; *2* — обсадная неметаллическая колонна; *3* — защитная металлическая колонна; *4* — центратор; *5* — цементировочная головка; *6* — разделительные пробки; *7* — продавочная жидкость; *8* — цементный раствор; *9* — глинистый раствор

Цементирование неметаллических обсадных колонн можно производить и с помощью традиционных методов, например по схеме с одной или двумя разделительными пробками. Для этого с целью предохранения обсадной колонны от разрушения при движении пробок применяют дополнительную защитную металлическую колонну, опущенную внутрь цементируемой колонны (см. рис. 12.15). Верх обеих колонн герметизируют, а пространство между ними заполняют глинистым раствором. Закачку цементного раствора производят только через внутреннюю защитную колонну. Тампонажный раствор с помощью продавочной жидкости вытесняется за неметаллическую колонну. После ОЗЦ цементный стакан и разделительные пробки разбуривают, а защитную металлическую колонну извлекают из скважины. В дальнейшем осуществляют вскрытие продуктивного горизонта и оборудование скважины фильтровой колонной.

Выбор зоны цементирования обсадных и эксплуатационных колонн определяют с учетом материала труб, глубины и конструкции скважин, их назначения, устойчивости пород приствольной зоны.

В практике сооружения геотехнологических скважин применяют полную и частичную цементацию. При полном цементировании пространство за эксплуатационной (обсадной) колонной заполняется цементным (тампонажным) раствором от фильтра или башмака обсадной колонны до устья скважины. Полную цементацию затрубного пространства применяют, когда геологический разрез месторождения сложен неустойчивыми и перемежающимися породами при сооружении технологических скважин; для подземной выплавки серы, подземного растворения солей, подземной газификации, а также нагнетательных скважин подземного выщелачивания металлов.

В откачных и наблюдательных скважинах ПВ обязательным является цементирование интервалов от фильтра до пьезометрического уровня подземных вод, а также зон ниже фильтра в случае вскрытия данной скважиной нижележащих водоносных горизонтов.

При сооружении технологических скважин СГД обязательным является цементирование низа эксплуатационной колонны с целью удержания в затрубном пространстве столба жидкости во время работы добычных устройств.

В остальных случаях при сооружении откачных и наблюдательных скважин ПВ, а также при сооружении скважин другого целевого назначения высоту цементной оболочки при частичном цементировании определяют мощностью неустойчивых пластов или интервалом скважины, при котором обеспечивается надежная гидроизоляция продуктивного горизонта.

К оборудованию технологических скважин ПВ предъявляют специфические требования, связанные с необходимостью гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов. Надежная изоляция зон движения растворов повышает технико-экономические показатели добычи и является важным мероприятием охраны природы и, в частности, подземных вод.

Осуществляют гидроизоляцию по самым разнообразным схемам с применением различных материалов. Одним из самых распространенных способов гидроизоляции рабочих и продуктивных растворов при отработке месторождений методом ПВ является способ с использованием кислотостойких резиновых манжет. Для обеспечения необходимой прочности в основание манжеты впаивают металлическое кольцо, которое с помощью специальных кислотостойких штифтов присоединяется к телу трубы, изготовленной обычно из полиэтилена или другого кислотостойкого материала. Место установки манжеты соответствует переходу ствола скважины на уменьшенный диаметр бурения. Схема гидроизоляции показана на рис. 12.6, *а*.

Гидроизоляционный материал заливают в этом случае обычно поверх манжеты через заливочные трубки, которые опускают в затрубное пространство или внутрь эксплуатационной (обсадной) колонны.

В последнее время технологические скважины ПВ оборудованы фильтрами с гравийной обсыпкой, очень часто с предварительным расширением призабойной зоны. Применение гравийных фильтров способствует повышению производительности технологических скважин и увеличению срока службы. Гидроизоляционный материал при сооружении таких скважин заливают поверх слоя гравия (см. рис. 12.6, *б*).

Интервал гидроизоляции, кроме специально оговариваемых случаев, как правило, равен высоте от манжеты или верхнего уровня гравийного слоя до статического (откачных скважин) или динамического (для нагнетательных скважин) уровня подземных вод. Остальную часть скважины обычно заполняют инертным (очень часто песчаным) материалом, а устье скважин на глубину 2—3 м цементируют, что предотвращает попадание растворов с поверхности в затрубное пространство.

Гидроизоляция с помощью манжет требует небольших затрат средств и обеспечивает при качественной посадке манжеты достаточно высокую надежность перекрытия зон движения растворов. Основным недостатком гидроизоляции с использованием манжет является проникновение цементных растворов или других гидроизоляционных материалов под манжету, что приводит иногда к цементированию фильтров. В большинстве случаев это обусловливается отсутствием достаточного уступа при переходе на меньший диаметр скважины и его размывом при промывке скважин через фильтр.

При заливе гидроизоляционного материала поверх гравийного слоя также не всегда обеспечивается надежная изоляция, так как возможны перетоки растворов вверх по стволу скважины и проникновение материала гидроизоляции в слой гравия. Перетоки растворов по стволу скважины могут быть обусловлены двумя обстоятельствами:

✓ недостаточным сцеплением цементных и других растворов, используемых в качестве гидроизоляционного материала, с поверхностью полиэтиленовых труб и стенками скважины;

✓ разрушением материала гидроизоляции в результате длительного воздействия агрессивных выщелачивающих растворов и образованием в гидроизоляционном материале каналов, пор, по которым могут циркулировать выщелачивающие растворы.

При применении одноколонных конструкций скважин, в том числе и с гравийной обсыпкой, гидроизоляцию затрубного пространства можно производить с помощью гидравлических пакеров, которые позволяют разобщить зону продуктивного пласта от вышележащих пород (см. рис. 12.16). Привод пакера в рабочее состояние производят путем закачки воды в его полость через обратный клапан по бурильным трубам, опускаемым в эксплуатационную колонну.

После разобщения зафильтрового пространства затрубное пространство поверх пакера заполняют гидроизоляционным материалом. Такая схема гидроизоляции позволяет применять одноколонные конструкции скважин и оборудовать их фильтрами с гравийной обсыпкой, что позволяет повысить производительность и срок службы технологических скважин. Материал гидроизоляции в этом случае заливают в зону

выше пакера после засыпки гравия в прифильтровую зону скважины. Существуют некоторые особенности сооружения таких скважин. Бурение их обычно осуществляется долотами уменьшенных диаметров — 151—243 мм. При применении фильтров с гравийной обсыпкой при необходимости производят расширение призабойной зоны скважин с целью получения уширенного контура гравийной обсыпки.

Предложенный способ оборудования технологических скважин и создание гидроизоляции имеет следующие преимущества:

✓ уменьшается диаметр скважин;

✓ сокращается время на их сооружение;

✓ не требуется производить дорогостоящие и трудоемкие работы по цементированию скважин;

✓ уменьшается стоимость оборудования скважин.

В настоящее время при сооружении эксплуатационных скважин ПВ наиболее широкое применение в качестве гидроизоляционного материала получили различные *тампонажные пасты*, которые представлены специально обработанными глинистыми растворами с плотностью 1150—1200 кг/м^3, имеющими высокую вязкость (состояние «не течет»), с различными коагулирующими и твердофазными добавками. Они удовлетворительно прокачиваются буровыми насосами и имеют высокую водоотдачу. В скважине вода, входящая в состав пасты, отфильтровывается в пористые породы и песчано-гравийную обсыпку (при ее наличии), а твердеющая фаза, уплотняясь под действием гидростатического давления, превращается в вязкопластичную массу, обладающую некоторой упругостью. Эта масса обеспечивает надежную гидроизоляцию прифильтровой зоны скважин и в то же время за счет высокой вязкости не проникает в песчано-гравийную обсыпку, а также не препятствует деформациям полиэтиленовой колонны, возникающим вследствие перепада температур, действия гидростатического и горного давлений.

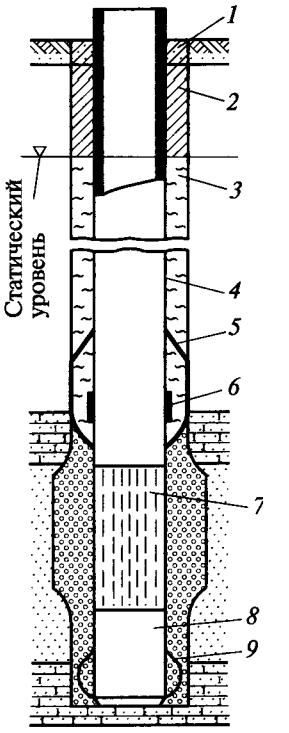


Рис. 12.16. Гидроизоляция растворов с помощью гидравлических пакеров:
1 — цементное кольцо; *2* — тампонажный слой глины; *3* — глиноизвестковый раствор; *4* — полиэтиленовая колонна; *5* — гидравлический пакер; *6* — клапан; *7* — фильтр; *8* — отстойник; *9* — направляющий фонарь

Недостатком при изоляции затрубного пространства указанными пастами является отсутствие жесткого кольца вокруг полиэтиленовых труб, компенсирующего горное давление и предотвращающего смятие колонны при резком понижении уровня раствора в колонне.

Для гидроизоляции и ликвидации скважин широко используют также *гель-цементные пасты*, представляющие собой смесь глинистого

раствора, цемента и жидкого стекла. При закачке в скважину тампонажных паст их объем должен превышать объем затрубного пространства в интервале гидроизоляции в 1,2—1,3 раза вследствие того, что с течением времени возможно отделение жидкой фазы и фильтрация ее в пористые породы стенок скважины.

При создании гидроизоляционных оболочек важным условием является также доставка гидроизоляционных материалов в зону скважины. Доставку этих материалов в скважину, оборудованную неметаллическими колоннами, осуществляют заливкой материала по трубам или шлангам, опущенным в зазор между стенками скважины и эксплуатационной (обсадной) колонной или опущенными внутрь колонны, по аналогии с технологией цементирования скважин.

12.5. Буровое оборудование

Важными требованиями к буровому оборудованию для сооружения геотехнологических скважин являются его высокая мобильность, быстрый монтаж, демонтаж и перевозка, высокий уровень механизации вспомогательных операций, а также наличие укрытий, так как сооружение скважин производят круглогодично.

Разбуриваемые горные породы по своим свойствам обладают большим разнообразием, но преобладают породы осадочного комплекса, что вызывает определенные требования к буровому оборудованию и в первую очередь необходимость в буровых насосах с высокой подачей. Из современных буровых установок, выпускаемых промышленностью, наиболее полно требованиям технологии сооружения геотехнологических скважин отвечают буровые агрегаты с роторным вращателем: УРБ-3АМ, 1БА-15В, УРБ-3А2, УРБ-3А3, УБВ-000.

Указанные буровые установки отвечают основным требованиям, предъявляемым к технологии бурения и оборудованию геотехнологических скважин. Самоходные установки обеспечивают возможность бурения скважин большими диаметрами. Требования быстрого монтажа, демонтажа и перевозки буровых установок особенно актуальны при методах скважинной гидродобычи, так как проходимые породы в основном мягкие, а размыв пласта и подъем пульпы на одной скважине занимают немного времени. Наиболее полно требованиям технологии сооружения эксплуатационных скважин при ПВ и СГД отвечает буровой агрегат 1БА-15В.

При бурении скважин установками роторного типа передачу осевой нагрузки на долото осуществляют с помощью утяжеленных бурильных труб. В этом случае при неглубоких скважинах не представляется возможным обеспечить требуемые осевые нагрузки на долото для объемного разрушения породы на забое, в связи с чем имеются трудности в получении высоких скоростей бурения.

Увеличение подачи на забой скважины промывочной жидкости при применении имеющихся буровых насосов осуществляют путем подключения в нагнетательную линию эжекторных устройств. При скважинной гидродобыче, учитывая относительно небольшую глубину скважин и наличие на участках работ центробежных насосов с большой подачей, можно обеспечить подачу в скважину необходимого количества воды. Применение воды способствует увеличению механической скорости бурения и уменьшению затрат на приготовление глинистого раствора. Однако вода обладает меньшей вязкостью, чем любая промывочная жидкость, и ее применение может способствовать оседанию большого количества шлама при остановке циркуляции. Кроме того, применение воды возможно в том случае, когда обеспечивается необходимая устойчивость разбуриваемых пород, их высокая сопротивляемость размывающему действию потока промывочной жидкости.

Буровые установки, используемые при сооружении технологических скважин при подземном выщелачивании и скважинной гидродобыче, обладают рядом существенных недостатков: они не позволяют получать высоких скоростей бурения, особенно при применении долот большого диаметра; затраты времени на выполнение вспомогательных операций, монтажно-демонтажные работы и перевозку достигают 40—50 % от общих затрат времени на сооружение скважин.

Недостаточен уровень механизации спуско-подъемных и других вспомогательных операций. Отсутствуют укрытия, обеспечивающие нормальные условия работы обслуживающего персонала. Кроме того, отсутствуют приспособления для повышения эффективности вскрытия продуктивных горизонтов, оборудования и освоения скважин.

12.6. Оборудование геотехнологических скважин

Устье технологических скважин, предназначенных для добычи твердых полезных ископаемых, в процессе подготовки и эксплуатации должно быть оснащено специальным оборудованием. Оборудование устья включает обустройство и герметизацию затрубного и межтрубного пространств обсадных и эксплуатационных колонн и установку специальных оголовков, позволяющих осуществить обвязку эксплуатационных и рабочих колонн.

Основное назначение устьевой арматуры:

✓ регулирование направления подачи в скважину рабочих агентов (воды, выщелачивающего кислотого раствора, водяного пара, нерастворителя, воздуха и др.);

✓ регулирование отвода от устья скважины и распределение продуктивных растворов;

✓ предохранение ствола скважины от загрязнения и попадания посторонних предметов;

✓ обеспечение надежной герметизации устья с целью предотвращения загрязнения окружающей среды и ствола скважины рабочими

агентами и продуктивными растворами и обеспечение их раздельного движения;

✓ осуществление контроля за работой скважины.

К оборудованию устья технологических скважин предъявляют следующие основные *требования*:

✓ основные узлы устьевого оборудования должны быть выполнены из материала, стойкого к длительному контакту с рабочими агентами и продуктивными растворами;

✓ основные узлы должны выдерживать максимальное давление подачи рабочих агентов с учетом двукратного запаса прочности;

✓ при добыче самородной серы методом подземной выплавки должна обеспечиваться надежная работа скважины при возможных смещениях колонн и трубопроводов в результате теплового расширения;

✓ устьевое оборудование должно быть оснащено необходимыми устройствами и приборами для измерения соответствующих параметров работы скважины, а также вентилями и задвижками. При использовании эрлифтов для подъема продуктивных растворов оголовки должны дополнительно содержать сепараторы для отделения песка и воздуха от растворов;

✓ в конструктивном отношении устьевое оборудование должно быть простым, иметь небольшие габариты, легко и быстро монтироваться и демонтироваться.

Оборудование устья эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы показано на рис. 12.5. Обвязка арматуры на устье скважины должна предусматривать возможность поступления горячей воды как в водоподающую, так и в раствороподъемную колонны в зависимости от их функционального назначения. Конструкция оголовка и всей обвязки скважины должна обеспечивать компенсацию вертикальных перемещений эксплуатационных колонн, а также горизонтальных смещений наземных трубопроводов без нарушения герметичности соединений от действия деформации в результате теплового расширения. Для снижения воздействия температурных деформаций на герметичность трубопроводов иногда рекомендуют применение шарнирных соединений трубопроводов, которые обеспечивают герметичность при вертикальном перемещении устьевого оборудования скважины. Плотности соединений достигают за счет применения термоустойчивых сальниковых набивок. Для компенсации вертикальных тепловых смещений эксплуатационных и рабочих колонн используют специальные сальниковые устройства.

Устьевую арматуру скважин по добыче серы в холодное время года необходимо обогревать паром или горячей водой (которые используют для технологического процесса).

Схема оборудования устья скважины для подземного растворения солей показана на рис. 12.1. Оголовок содержит концентрично расположенные трубы для регулирования подачи воды, нерастворителя и подъема рассолов. Для определения уровня нерастворителя в зазор

между обсадной и эксплуатационной колоннами опущена контрольная трубка. Давление подачи воды в скважину определяют манометром. В зависимости от принятой схемы подачи воды к продуктивному пласту эксплуатационные колонны могут менять свое функциональное назначение.

Большие требования высокой надежности работы предъявляют к устьевому оборудованию технологических скважин ПВ. При наличии в продуктивном горизонте карбонатных пород возможно выделение большого количества газов, что может привести к внезапным выбросам газожидкостных смесей, повреждению устьевого оборудования и загрязнению поверхности рабочей площадки.

Для предохранения попадания рабочих и продуктивных растворов в почвенный слой предусмотрены заливка затрубного пространства на устье скважины гидроизоляционными материалами, засыпка специальных материалов, поглощающих и нейтрализующих технологические растворы, а также бетонирование площадок для установки устьевого оборудования и откачных средств.

В качестве гидроизоляционных материалов можно использовать кислотостойкие цементы и глину с последующей засыпкой доломитовой или мраморной крошки, а иногда и извести. В случае утечек продуктивные или выщелачивающие растворы будут реагировать с материалом засыпки и нейтрализоваться с образованием гипса или другой твердой фазы. Полезное ископаемое, содержащееся в растворе, в дальнейшем также может быть удалено вместе с материалом обсыпки.

В процессе сооружения технологических скважин ПВ применяют оголовки, предназначенные для оборудования устья нагнетательных и откачных скважин. В свою очередь, нагнетательные скважины могут работать в режиме свободного налива и подачи выщелачивающего раствора под давлением.

Оголовки устанавливают на эксплуатационной колонне при помощи фланцевого или резьбового соединений. Все контрольно-измерительные приборы (расходомеры, манометры и др.) устанавливают в нагнетательной линии.

Конструкция оголовков для нагнетательных скважин, работающих в режиме свободного налива, предусматривает наличие в них поплавка с запорным клапаном. При снижении приемистости скважины и повышении уровня раствора в колонне поплавок всплывает и с помощью клапана перекрывает отверстие в раствороподающем патрубке, это предупреждает излив раствора на поверхность. При скоплении газов в оголовке поплавок перемещается вниз и открывает отверстие для выхода газов.

Для нагнетательных скважин, работающих в напорном режиме, применяют оголовок, показанный на рис. 12.17. Оголовок состоит из корпуса патрубка для подачи выщелачивающих растворов и поплавка с запорным органом. В рабочем состоянии поплавок находится в верхней части корпуса и с помощью запорного органа перекрывает отверстие в крышке корпуса. Выщелачивающий раствор под давлением

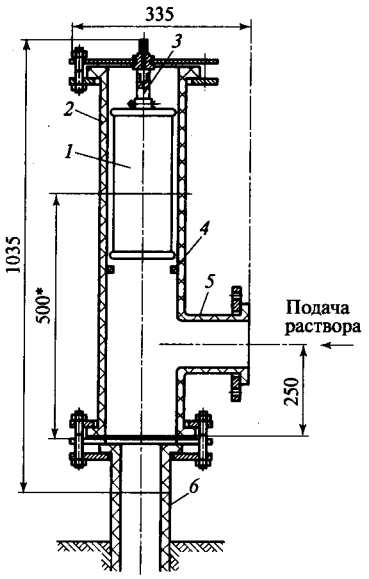


Рис. 12.17. Оголовок нагнетательных скважин, работающих в напорном режиме:

1 — поплавок; *2* — корпус; *3* — запорный орган; *4* — фиксаторы; *5* — патрубок; *6* — эксплуатационная колонна

непрерывно нагнетается в скважину, а образовавшиеся газы скапливаются в верхней части оголовка. При давлении газов выше давления растворов поплавок перемещается вниз и временно открывает отверстие для выхода газов.

Оголовки для откачных скважин различают в зависимости от конструкции раствороподъемного оборудования. Обвязка устья скважин при применении в качестве откачных средств эрлифтов показана на рис. 12.18. Для отделения продуктивных растворов от воздуха и механических взвесей (песка) предусмотрена установка специальных сепараторов, которые присоединяют к раствороподъемной трубе. Сепаратор состоит из корпуса (трубы), двух камер — соответственно для ввода пульпы и слива раствора в коллектор; устанавливают его выше растворопримного коллектора.

При попадании пульпы в сепаратор воздух, отделяясь, выходит в атмосферу через отверстия, находящиеся в крышках камер. Механические взвеси осаждаются на дне корпуса сепаратора.

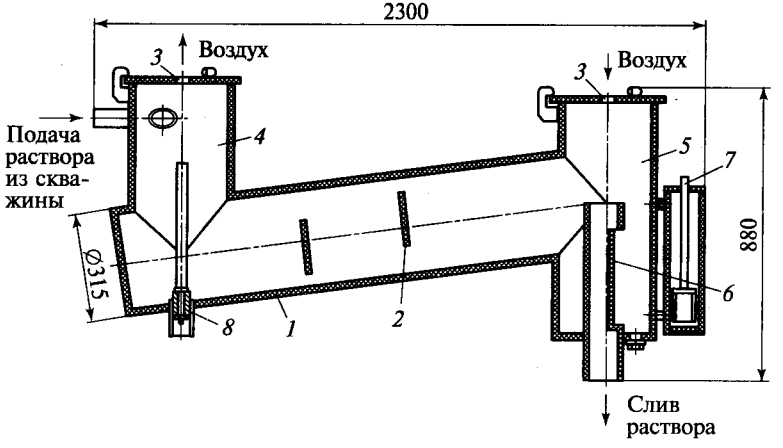


Рис. 12.18. Устройство для оборудования устья откачных скважин ПВ:

1 — корпус; *2* — перегородки; *3* — отверстия для выхода воздуха; *4* — камера для раствора, поступившего из скважины; *5* — камера слива; *6* — патрубок слива; *7* — поплавковый расходомер; *8* — пробка

Для лучшего осаждения взвесей при движении пульпы в корпусе сепаратора предусмотрена установка перегородок. Очищенный раствор поступает на слив в коллектор. Механические взвеси периодически удаляют из сепаратора через отверстия, выполненные в нижней части корпуса. Отверстия перекрывают пробкой.

Для определения количества раствора, поступившего из скважины, применяют поплавковые расходомеры, смонтированные в камере слива. Все части сепаратора и расходомер выполнены из полиэтилена.

При откачке растворов погружными электронасосами на устье скважины устанавливают растворотводной патрубок с задвижкой, манометр и опорную плиту, находящуюся на кондукторе и воспринимающую нагрузки от насоса и раствороподъемных труб.

Фильтры для оборудования призабойной зоны технологических скважин в интервале продуктивного горизонта применяют только при подземном выщелачивании металлов. Фильтры — один из важнейших элементов конструкции скважин ПВ. Они обеспечивают долговременную надежную работу водоподъемного оборудования, обеспечивают сохранность активных зон притока растворов от обвалов породы и чистоту извлекаемых растворов.

Продуктивные горизонты пластовых месторождений, отрабатываемых способом ПВ, в подавляющем большинстве случаев слагаются неоднородными песчаными толщами тонко-, мелко- и среднезернистых песков с включением глинистых частиц.

Продуктивные горизонты скальных месторождений, отрабатываемых методом ПВ, слагаются из крупных блоков пород с естественной трещиноватостью или из кусков крупностью 25—400 мм, полученных путем взрывания непроницаемых пород при подготовке их к выщелачиванию.

Фильтры технологических скважин предназначены для свободного пропуска в продуктивный пласт выщелачивающих растворов и свободного, без механических примесей извлечения из пласта продуктивных растворов. К фильтрам технологических скважин ПВ предъявляют следующие *требования*:

✓ высокую стойкость материалов, из которых изготовлен фильтр, к химически агрессивным средам;

✓ повышенную механическую прочность в условиях горного давления и гидродинамических нагрузок;

✓ высокую удерживающую способность — фильтр должен обеспечивать прохождение в скважину раствора, не содержащего песка (это условие имеет большое значение на последующих стадиях переработки промышленных растворов);

✓ сохранение работоспособности в течение всего срока эксплуатации скважины;

✓ обеспечение необходимой площади фильтрующей поверхности для пропуска требуемого количества раствора при допустимых входных скоростях и сопротивлениях;

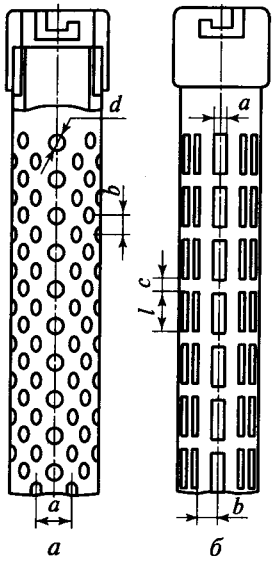


Рис 12.19. Трубчатые фильтры с круглой (*а*) и щелевой перфорациями (*б*)

✓ возможность обеспечения быстрой замены или ремонта;

✓ небольшую стоимость фильтров и невысокую трудоемкость их изготовления.

При сооружении технологических скважин ПВ применяют трубчатые с круглой и щелевой перфорацией (рис. 12.19), сетчатые, проволочные, дисковые и гравийно-обсыпные фильтры. Наиболее широко используют фильтры трубчатые со щелевой перфорацией, дисковые и гравийно-обсыпные, иногда с уширенным контуром гравийной обсыпки.

В качестве каркасов при изготовлении фильтров используют, как правило, полиэтиленовые трубы или трубы из нержавеющей стали, фильтры с круглой и щелевой перфорацией. Трубчатые фильтры с круглой перфорацией менее востребованы из-за трудностей изготовления отверстий с размерами в соответствии с гранулометрическим составом рудовмещающих пород. Чаще всего их применяют при сооружении технологических скважин в скальных месторождениях и при отработке пластовых месторождений — при оборудовании прифильтровой зоны гравийной обсыпкой.

Скважность таких фильтров зависит от материала труб и колеблется в широких пределах (5—25 %). Размеры отверстий и расстояния между ними выбирают в зависимости от диаметра и материала каркаса, назначения скважин и гранулометрического состава пород продуктивного горизонта или фильтрующей обсыпки. Основные параметры трубчатых фильтров с круглой перфорацией, применяемых на месторождениях ПВ, приведены в табл. 12.5.

Из всех типов применяемых фильтров щелевые являются самыми простыми по конструкции и распространенными при сооружении

Таблица 12.5. **Характеристика трубчатых фильтров с круглой перфорацией**

Тип каркаса	Тип фильтра	Наружный диаметр, мм	Размеры круглых отверстий, мм
Трубы из нержавеющей стали	ФП70	76	2; 3; 5
	ФП100	114, 127	2; 3; 5
	ФП150	159	2; 3; 5
Эмалированные трубы	ФПЭ100	127	2; 3; 5
Полиэтиленовые трубы	ФПП75	75	2; 3; 5
	ФПП100	110	2; 3; 5
	ФПП140	140	2; 3; 5
	ФПП160	160	2; 3; 5

технологических скважин ПВ. Щелевые фильтры в практике подземного выщелачивания изготовляют в основном из полиэтиленовых труб, реже из нержавеющей стали с различной величиной щели. Параметры наиболее широко применяемых щелевых фильтров приведены в табл. 12.6.

Таблица 12.6. **Характеристики щелевых фильтров**

Тип каркаса	Тип фильтра	Наружный диаметр, мм	Ширина щелей, мм
Трубы из нержавеющей стали	ФЩС80	89	1; 2; 3
	ФЩС100	114	1; 2; 3
	ФЩС150	159	1; 2; 3
Полиэтиленовые трубы	ФЩП75	75	1; 2; 3
	ФЩП110	ПО	1; 2
	ФЩП140	140	1; 2
	ФЩП150	160	1; 2
	ФЩП200	225	1; 2

В практике сооружения технологических скважин ПВ в основном применяют фильтры с вертикальными прямоугольными щелями, которые расположены отдельными поясами по длине каркаса. Это обеспечивает по сравнению с другими возможными вариантами расположения щелей небольшие затраты времени на изготовление фильтров и более высокую надежность в работе в период эксплуатации вследствие более равномерного распределения нагрузки на отдельные пояса в период возникновения критических давлений (периоды интенсивной закачки или откачки растворов).

При изготовлении щелевых фильтров важным является определение конструктивных размеров — ширины и высоты щелей, а также расстояния между поясами по высоте. При изготовлении щелевых фильтров из полиэтиленовых труб высота щели колеблется в пределах 50—100 мм с учетом свойств продуктивного горизонта, глубины скважины и затрат времени на изготовление фильтров. Расстояние между поясами равно 70—100 мм. При нарезке щелей стальными фрезами достигнуты скорости резания в 25 раз выше, чем при нарезке фильтров из стальных труб.

Фильтры проволочные каркасные и каркасно-стержневые. Проволочные фильтры являются разновидностью щелевых фильтров, горизонтальные щели которых получают в результате навивки проволоки на опорный каркас в виде перфорированной трубы с круглой или щелевой перфорацией или стержней, закрепленных по образующей опорных поясов. В качестве каркаса проволочных фильтров можно применять стержни и трубы из нержавеющей стали, полиэтиленовые, полипропиленовые, а также трубы стальные, покрытые эмалью или другими коррозионно-стойкими материалами. В качестве навивочного материала используют проволоку из нержавеющей стали, поли-

хлорвиниловый жгут и стальную проволоку, покрытую коррозионностойкими пастами и пластмассовыми оболочками.

Применяют проволочные фильтры преимущественно при сооружении высокодебитных откачных скважин и технологических скважин глубиной свыше 300 м.

Сетчатые фильтры выполняют путем намотки фильтрующей сетки на продольные стержни, уложенные по образующей поверхности трубчатого перфорированного каркаса. Они разработаны с каркасами из нержавеющей стали и полиэтиленовых труб и фильтрующими сетками из пластмасс и нержавеющей стали. Сетчатые фильтры для оборудования технологических скважин ПВ не нашли широкого применения, так как не предотвращают пескования и быстро кольматируются. Очистка их представляет значительную трудность из-за малой прочности фильтрующей поверхности и возможности разрыва сетки как при спуске фильтра в скважину, так и в период эксплуатации.

Дисковые фильтры при сооружении технологических скважин ПВ находят широкое применение. Они состоят из набора конусных дисков из ударопрочного полистирола, собранных в отдельные звенья (рис. 12.20). Диски имеют переменную конусность 5—10°. Собранные в отдельные звенья, они закрепляются с помощью шпилек, имеющих на конце болты, посредством которых диски плотно прижимаются друг к другу. Соединение отдельных звеньев при сборке фильтров осуществляют посредством полиэтиленовых патрубков с помощью резьбы или сварки. Параметры дисковых фильтров приведены в табл. 12.7.

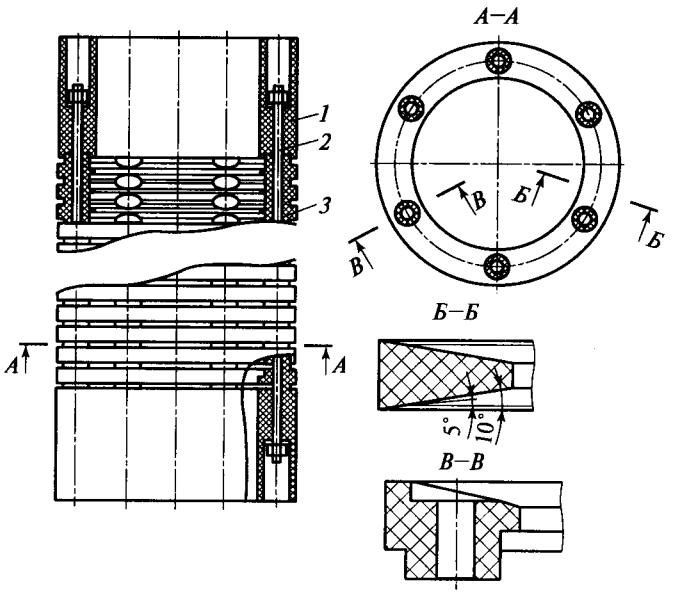


Рис. 12.20. Дисковый фильтр:
1 — полиэтиленовый патрубок; *2* — стягивающие шпильки; *3* — диски

Таблица 12.7. **Характеристики дисковых фильтров**

Параметры	Дисковые фильтры					
	ФД110	ФД140	ФД160	ФД180	AL210	ФД225
Наружный диаметр, мм	110	140	160	180	210	225
Толщина стенки, мм	18	18	18	18	18	18
Ширина щели, мм	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Высота диска, мм	8	10	10	10	10	10
Скважность, %	11,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Число шпилек	5	6	6	6	8	8
Предельная допустимая осевая нагрузка, кН	12	15	15	15	20	20
Коэффициент сопротивления, %	<10	<10	<10	<10	<10	<10
Масса 1 м секции, кг	7	7,5	10	11,5	13,3	14,3
Площадь водоприемной поверхности секции, см^2	330	344	393	442	516	553
Соотношение водозахватной способности фильтров по сравнению с ФД140	0,96	1,0	1,14	1,28	1,5	1,6

Общее время освоения скважин, оборудованных дисковыми фильтрами, обычно меньше, чем скважин, оборудованных щелевыми фильтрами, а производительность откачки на момент освоения — выше.

Гравийно-обсыпные фильтры для технологических скважин подземного выщелачивания при наличии в продуктивном горизонте мелкозернистых песков являются наиболее эффективными. Они позволяют увеличить проницаемость прифильтровой зоны скважины путем замены песков продуктивных горизонтов более крупным материалом, подаваемым извне, что способствует также увеличению эффективного диаметра скважин.

Применение гравийно-обсыпных фильтров способствует увеличению дебита в момент освоения скважин на 30—40 % по сравнению со щелевыми и сетчатыми фильтрами. При этом увеличивается продолжительность работы скважин между циклами освоения в среднем в 2 раза и повышается работоспособность насосно-подъемного оборудования.

Гравийные фильтры могут быть изготовлены на поверхности, а затем опущены в скважины, однако чаще применяют гравийные фильтры, сооруженные непосредственно на забое скважины. Типы фильтров с гравийной обсыпкой показаны на рис. 12.21.

Существует два способа сооружения фильтров непосредственно на забое скважины:

✓ сооружение гравийной обсыпки после спуска фильтра в скважину;

✓ сооружение гравийной обсыпки с предварительной подачей гравия на забой.

Сооружение гравийной обсыпки после спуска фильтра в скважину. Подачу гравия в прифильтровую зону осуществляют по зазору между

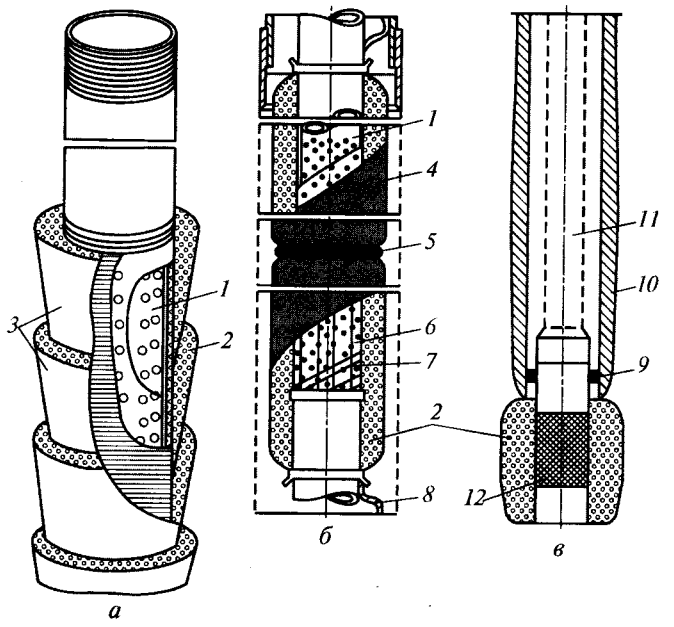


Рис. 12.21. Типы гравийных фильтров:

1 — каркас; *2* — гравийная засыпка; *3* — корзинка; *4* — сетчатый кожух; *5* — проволочный пояс; *6* — продольные проволоки; *7* — проволочная обмотка; *8* — центрирующий фонарь; *9* — сальниковое уплотнение; *10* — обсадная труба; *11* — трубы (извлекаемые) с переходником на левой резьбе; *12* — фильтровая колонна

эксплуатационной колонной и стенками скважины либо под действием собственного веса, либо закачивают вместе с потоком жидкости по трубам, опущенным в этот зазор. Засыпку гравия в затрубное пространство можно осуществлять в восходящем или нисходящем потоке жидкости.

Сооружение гравийных обсыпок в восходящем потоке жидкости. Из способов укладки гравия под действием сил гравитации наиболее широко применяемым является доставка гравия в восходящем потоке жидкости. Отсортированный гравий засыпают непосредственно в зазор между стенками скважины и эксплуатационной колонной или в прифильтровую зону по бурильным трубам малого диаметра, опущенным в этот зазор. При формировании фильтра в восходящем потоке по повышению давления на манометре бурового насоса фиксируются гравийные пробки. В этом случае предотвращается загрязнение прифильтровой зоны и фильтров мелкими глинистыми частицами со стенок скважины, а также частицами, отделившимися от песчано-гравийной смеси.

При доставке гравия в восходящем потоке важным является определение интенсивности засыпки и средней скорости восходящего

потока, величины которых устанавливаются с учетом площади затрубного пространства. Интенсивность загрузки необходимо регулировать в зависимости от крупности частиц гравия. Скорость восходящего потока должна быть не менее 0,6 м/с и не более 3—4 м/с. При большей скорости восходящего потока наблюдается вынос частиц гравия.

Однако способ доставки гравия в восходящем потоке во многих случаях не обеспечивает высокого качества гравийной обсыпки. Доставка гравия затруднена из-за налипания последнего на стенки скважины, образования пробок в местах сужения ствола скважины, скапливания гравия в кавернах. Кроме того, отсутствует гарантия плотной и равномерной укладки гравия по высоте и периметру водоприемной части фильтра. Это может привести к длительному пескованию и обрушению пород в фильтровой области.

Глубины скважин, где можно применять подачу гравия в зону продуктивного пласта в восходящем потоке жидкости, обычно не превышают 250—300 м. Кроме того, при доставке гравия в прифильтровую зону имеют место значительные затраты времени на оборудование скважин.

Сооружение гравийных обсыпок в нисходящем потоке жидкости. Более прогрессивным способом создания обсыпок является доставка гравия в зафильтровую полость в движущемся нисходящем потоке жидкости, которая может осуществляться при открытом или загерметизированном устье скважины. В этом случае обеспечивается принудительное осаждение гравия вокруг фильтра с последующим перераспределением частиц гравия по крупности: более крупный гравий будет находиться в контакте с фильтром, что обусловливается более высокими скоростями входа воды в фильтр.

Принципиальная схема создания гравийной обсыпки в нисходящем потоке жидкости при открытом устье скважины состоит в следующем. После опускания фильтровой колонны на забой внутри нее из труб меньшего диаметра монтируют водоподъемную колонну, нижняя часть которой располагается на 2—3 м выше верхней границы отстойника. Около скважины устанавливают емкость для гравия и воды с наклонным подводным желобом к устью или эжектор. Воду из скважины откачивают центробежным насосом или эрлифтом. Одновременно с началом откачки к устью скважины подают смесь гравия и воды. Водогравийная смесь потоком обратной циркуляции поступает в зафильтровое пространство, где происходит отделение твердой фазы и формирование гравия вокруг фильтрового каркаса, вода через водоподъемные трубы поднимается на поверхность. В процессе формирования гравийного слоя из скважины удаляются мелкие частицы пород, слагающие продуктивный горизонт.

Основным недостатком схемы доставки гравия в призабойную зону скважины является то, что в случае отсутствия в стволе скважины выше рудного пласта обсадных труб и наличия неустойчивых вышезалегающих пород возможны обвалы стенок скважины вследствие рез-

кого изменения динамического уровня при пуске эрлифта в работу, а также засорения гравийной смеси и прифильтровой зоны породами стенок скважины.

При подаче гравия в восходящем или нисходящем потоках жидкости для улучшения условий доставки гравия по межтрубному зазору при применении полиэтиленовых эксплуатационных колонн необходимо предусмотреть их центрирование путем установки направляющих фонарей по длине колонны на расстоянии 10—15 м. Фонари рекомендуется изготовлять из стальной полосы шириной 50—60 мм и толщиной 5—7 мм или из прутковой стали диаметром 12, 14, 16 мм с последующей наваркой стальной полосы. Сборку эксплуатационной (фильтровой) колонны и установку фонарей производят по мере их спуска в скважину.

Для предотвращения обрушения зоны продуктивного пласта в период подготовки эксплуатационной колонны к спуску и в период ее спуска необходимо поддерживать необходимое гидростатическое давление на продуктивный пласт путем налива воды в скважину.

Сооружение гравийных обсыпок путем подачи гравия по бурильным трубам. Для улучшения условий доставки гравия в прифильтровую зону скважин на месторождениях подземного выщелачивания широко применяют способ доставки гравия по бурильным трубам, опущенным в зазор между эксплуатационной колонной труб и стенками скважины. Нижний конец колонны бурильных труб располагается выше приемной части фильтра на 0,5—1,5 м и служит во многих случаях для определения величины заполнения прифильтровой зоны скважины гравием.

Внутрь эксплуатационной колонны опускают раствороподъемные трубы эрлифта. Одновременно с подачей по трубам гравия на забой скважины производят откачку жидкости эрлифтом, что способствует более плотной укладке песчано-гравийного материала вокруг фильтра. Для устойчивости стенок скважины и предохранения их от обрушения за счет снижения уровня жидкости в скважине при откачке ее эрлифтом подачу песчано-гравийной смеси осуществляют в потоке жидкости с помощью эжекторного насоса, установленного на поверхности.

Эта схема доставки гравия в прифильтровую зону скважины позволяет исключить контакт гравийного материала с незакрепленными стенками скважины, а следовательно, позволяет исключить потери гравия в кавернах, налипание его на стенки скважины и пробкообразование.

Работа буровой бригады при оборудовании фильтров гравийными обсыпками с подачей гравия *в нисходящем потоке* по бурильным трубам заключается в сортировке на виброситах гравийно-песчаной смеси и загрузке этой смеси в приемный бункер эжекторного насоса.

Интенсивность загрузки определяется режимом работы эжектора. Загружают гравий мерными емкостями с целью определения его количества, подаваемого в скважину. После подачи расчетного количества

гравия положение гравийного слоя проверяют с помощью бурильных труб. При необходимости производят дополнительную подачу гравия или удаление его потоком воды из призабойной зоны скважины.

Важным узлом при формировании гравийных фильтров является водоструйный эжекторный насос. При работе эжекторного насоса струей воды, истекающей из насадки, в пространстве между насадкой и камерой смешения создается пониженное давление, вследствие чего песчано-гравийная смесь поступает в камеру смешения и далее в диффузор и бурильные трубы.

Эжектор с помощью специального переводника подсоединяют к ведущей трубе или буровому насосу, а с другой стороны с помощью переводника и гибких шлангов его подсоединяют к бурильным трубам, опущенным в скважину. Разработаны и применяются в практике оборудования технологических скважин ПВ две конструкции эжекторных устройств для подачи гравия — с вертикальным и горизонтальным расположением эжекторных насосов.

Наиболее используемая схема с вертикального расположения эжекторного насоса, за счет упрощения схемы его монтажа (рис. 12.22). Эжекторный насос вместе с приемным бункером устанавливают на столе ротора бурового агрегата, что также улучшает условия транспортирования гравийного материала, так как в горизонтальных и наклонных участках трубопроводов возможно образование песчано-гравийных пробок.

Сооружение гравийных обсыпок с предварительной подачей гравия на забой скважины. Другим способом создания фильтров с гравийной обсыпкой и установкой манжет для гидроизоляции является способ, при котором в прифильтровую зону вначале подают гравий, а затем осуществляют установку фильтра с пакером для гидроизоляции.

Сооружение технологических скважин согласно этому способу осуществляют следующим образом (рис. 12.23). Вначале производят бурение скважины до продуктивного горизонта. В случае неустойчивых пород пробуренный интервал скважины закрепляют обсадными трубами. Вскрытие продуктивного горизонта осуществляют долотами меньшего диаметра с последующим расширением (при необходимости) ствола скважины в зоне продуктивного пласта. В скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, соединенных с противоаварийным переходником, установленным в нижней части, опускают фильтр с отстойником. На надфильтровом патрубке в месте перехода на уменьшенный диаметр скважины закрепляют резиновую манжету. Спуск фильтра прекращают не доходя забоя скважины. Затем по бурильным или насосно-компрессорным трубам на забой скважины подается расчетное количество гравия (см. рис. 12.23, *а*).

Фильтр устанавливают на гравий, а по бурильным или насосно-компрессорным трубам начинают подавать воду (рис. 12.23, *б*). При подаче воды происходит гидравлический размыв гравия, что позволяет осуществить посадку фильтра на забой скважины. Расход воды должен быть таким, чтобы предотвратить вынос частиц гравия из скважины.

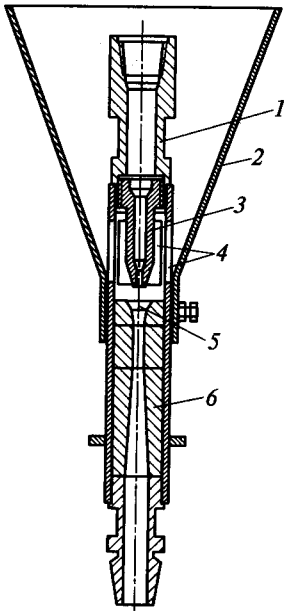


Рис. 12.22. Схема эжекторного насоса с вертикальным расположением эжектора:

1 — присоединительный переводник; *2* — воронка; *3* — насадка; *4* — окна; *5* — камера смешения; *6* — диффузор

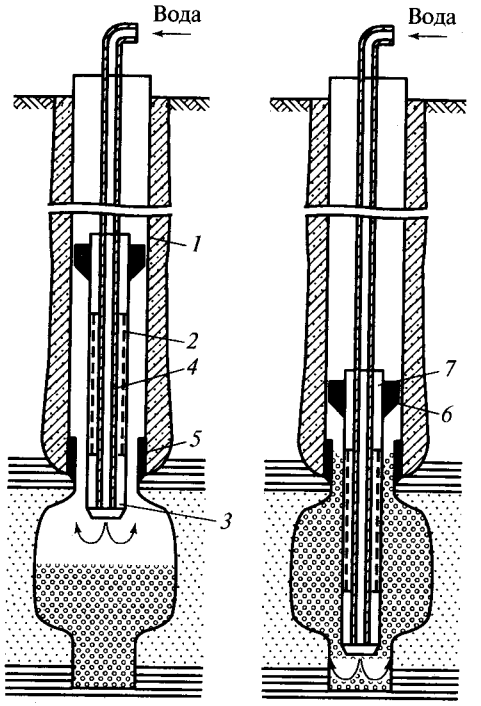


Рис. 12.23. Способ создания гравийных обсыпок с предварительной подачей гравия на забой скважины:

а — подача гравия на забой скважины; *б* — посадка фильтра гидровмывом в гравий. *1* — обсадная колонна; *2* — фильтр; *3* — отстойник; *4* — бурильные трубы; *5* — пакер; *6* — манжета; *7* — надфильтровый патрубок

После прекращения подачи жидкости произойдет осаждение гравия вокруг фильтра с образованием контура. При этом манжету устанавливают на уступ в месте перехода на уменьшенный диаметр бурения, осуществляя тем самым гидроизоляцию зон движения растворов.

После посадки фильтра на забой скважины бурильные трубы отсоединяют и поднимают на поверхность, а поверх манжеты заливают гидроизоляционный материал, оборудуют устье скважины и производят другие работы, связанные с завершением сооружения скважины.

При наличии обсадной колонны, опущенной в скважину до продуктивного пласта, необходимо предусмотреть предварительную установку пакера внутри обсадной колонны, на расстоянии 1—2 м выше башмака, а манжету устанавливают на пакер. При этом во избежание повышенного расхода обсадных труб фильтр можно устанавливать впотай.

Описанный способ сооружения гравийных фильтров имеет ряд преимуществ:

✓ при посадке фильтра на забой скважины происходит очистка гравийного слоя от глинистых частиц и механических взвесей, выносимых из скважины потоком жидкости;

✓ позволяет применять пакерные устройства для гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов;

✓ сокращает время оборудования скважин фильтрами с гравийной обсыпкой;

✓ повышает качество сооружения скважин.

Сооружение гравийных обсыпок в прифильтровой зоне скважин с одновременной установкой фильтров. При этом способе звенья фильтров оборудуются на поверхности кожухами, заполненными песчано-гравийной смесью. Кожухом могут служить легкорастворимые или разрушающиеся под действием растворов серной или соляной кислоты материалы, например хлопчатобумажные или синтетические ткани, сетки из латуни или сталей, нестойкие при действии различных кислот. Звенья фильтра с кожухами, заполненными гравием, собирают в колонну и опускают в скважину. После спуска фильтра в него опускают промывочный став и производят интенсивную промывку водой прифильтровой зоны до полного удаления глинистой корки со стенок скважины. Эффект разглинизации при этом увеличивается за счет большей скорости движения воды в зазоре между стенкой скважины и кожухами. Затем в скважину подают растворитель, который разрушает кожух фильтра. При этом песчано-гравийная обсыпка равномерно распределяется в прифильтровой зоне скважины и плотно заполняет кольцевое пространство за фильтром с образованием контура. Последним этапом работ при сооружении технологических скважин по этой схеме является гидроизоляция зон движения растворов путем заливки гидроизоляционных материалов выше слоя гравийной обсыпки.

Применение описанного способа создания гравийно-обсыпных фильтров способствует улучшению качества их сооружения, сокращению затрат времени на оборудование прифильтровой зоны скважин и ее освоение, но требует увеличения диаметра скважины.

Выбор материала для обсыпки фильтров, его подготовка и устройство в скважинах. Подбор материала обсыпок является одним из наиболее ответственных этапов в комплексе работ, связанных с сооружением и эксплуатацией технологических скважин подземного выщелачивания. К материалу обсыпки фильтров технологических скважин предъявляют следующие требования:

✓ материал обсыпки не должен растворяться под действием продуктивного и выщелачивающего растворов, кроме случаев, когда обсыпка предназначена для целей повышения эффективности технологического процесса ПВ;

✓ минералогический состав материала обсыпки должен быть таков, чтобы при взаимодействии с выщелачивающим раствором не образо-

вывались соли, кольматирующие обсыпку и прифильтровую зону продуктивного пласта;

✓ размер обсыпки выбирают с таким расчетом, чтобы задерживался практически весь материал формации, а проницаемость обсыпки должна быть больше проницаемости породы продуктивного горизонта;

✓ гравий должен быть окатанным для уменьшения сопротивления движению жидкости и снижения механической кольматации фильтровой обсыпки.

При оборудовании обсыпных фильтров технологических скважин ПВ в качестве материала обсыпки можно применять кварцевый песок, гранулы полиэтилена и стекла.

Кварцевый песок — наиболее распространенный материал, он нейтрален практически ко всем видам и концентрациям выщелачивающего раствора. Полиэтиленовый материал для создания обсыпок получают из гранулированного полиэтилена высокой плотности. Характерная особенность данной обсыпки — положительная плавучесть полиэтилена. Поэтому закачку полиэтиленовых гранул производят через отверстия в нижней части фильтра, при этом верхняя часть зафильтрового пространства должна быть разобщена при помощи пакера или манжеты (при одноколонной конструкции скважины). Положительным фактором применения гранулированного полиэтилена является устойчивость его к различным выщелачивающим растворам. Стеклянные гранулы можно применять для обсыпки фильтров в скважинах любого назначения. Стекло устойчиво к любым растворителям, применяемым при подземном выщелачивании, а стеклянные гранулы имеют незначительное сопротивление, обладают достаточной механической прочностью и низкой кольматирующей способностью. При применении в качестве обсыпки полиэтиленовых гранул и других инертных материалов для предотвращения пескования фильтров толщина слоя обсыпки должна быть не менее 150—200 мм.

Размер частиц для песчано-гравийных обсыпок выбирают из соотношения:

$$D_{50}/d_{50} = 8—12, \qquad (12.2)$$

где D_{50} — размер частиц, содержащихся в обсыпке в количестве менее 50 %; d_{50} — размер частиц, содержащихся в породе продуктивного пласта в количестве менее 50 %.

В качестве жидкости-носителя материала фильтровой обсыпки, как правило, применяют техническую воду. В скважинах с аномально высокими пластовыми давлениями можно использовать рабочую жидкость с более высокой плотностью. В качестве утяжелителей рекомендуется применять окиси железа. В жидкость-носитель можно добавлять загустители и добавки, снижающие его фильтруемость.

Укладку гравия вокруг фильтра следует производить с противодавлением на пласт, что снижает кольматацию гравийного слоя песками продуктивного горизонта. Толщина гравийной обсыпки зависит от

диаметра частиц породы продуктивных горизонтов и от способа создания гравийных обсыпок. Так, для фильтров, собираемых на поверхности и опускаемых в скважину в готовом виде, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 30 мм. Для фильтров, создаваемых на забое скважин путем засыпки гравия с поверхности, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 50 мм. Практика эксплуатации гидрогеологических и технологических скважин ПВ в различных горно-геологических условиях показала, что наиболее надежны в работе фильтры с гравийной обсыпкой толщиной 150—200 мм.

Раствороподъемные средства необходимы для извлечения из эксплуатационных скважин растворов металлов, рассолы, растворы жидкой серы, а также пульпы, содержащей полезные ископаемые с рудовмещающими породами, разрушенные высоконапорной струей жидкости.

Раствороподъемные средства не применяются при подземном выщелачивании металлов в том случае, когда уровень вод напорных продуктивных горизонтов превышает отметку поверхности земли или когда отбор продуктивных растворов происходит в горную выработку, пройденную под продуктивным горизонтом. В этих случаях отбор технологических растворов из откачных скважин будет за счет самоизлива.

При подземном растворении солей подъем рассолов осуществляют противотоком при закачке воды в скважину под давлением. В остальных случаях для подъема продуктивных растворов и пульп из технологических скважин требуется применение откачных средств.

Требования, предъявляемые к раствороподъемным средствам:

✓ производительность откачки должна соответствовать проектным технологическим параметрам добычи;

✓ должна обеспечиваться устойчивая работа с высокой производительностью в течение длительного времени при наличии в растворе механических взвесей, а также в условиях высоких и низких температур;

✓ раствороподъемные средства должны быть изготовлены из материалов, стойких к длительному воздействию продуктивных растворов;

✓ должна обеспечиваться высокая унификация и взаимозаменяемость раствороподъемных средств;

✓ простота обслуживания, высокие КПД и срок службы;

✓ обеспечение высоких технико-экономических показателей подъема.

В практике эксплуатации геотехнологических скважин для подъема продуктивных растворов и пульп наиболее широко применяют насосы, эрлифты и гидроэлеваторы, используют также совместную работу гидроэлеваторов и эрлифтов.

Насосы погружные электрические (табл. 12.8). Для подъема продуктивных растворов из откачных скважин при подземном выщелачивании металлов разработаны и применяются насосные агрегаты типа ЭЦВ6-25-140ХГ, ЭЦВ6-10-235ХГ/У5, ПЭН6-240-150, ЭЦНК4-100-80.

Таблица 12.8. **Характеристика погружных электрических насосов**

Параметры	Марка насоса			
	ЭЦВ6-25-140ХГ	ЭБВ6-10-235ХГ	ПЭН6-240-150	ЭЦНК4-100-80
Подача, $м^3/ч$	25	10	10	4
Напор, м	140	235	150	80
Подпор, м	1	1	1	1
КПД насоса, %	63	57	45	32
Тип электродвигателя	ПЭДВ16-140ХГ	ПЭДВ16-140ХГ	ПЭДВ	ПЭДВ
Мощность номинальная, кВт	16	16	11	2
Напряжение, В	380	380	380	380
Номинальный ток, А	37	35	22	6,2
Частота вращения, $мин^{-1}$	2850	2850	2750	2750
КПД электродвигателей, %	75	75	78	68
Коэффициент мощности	0,82	—	0,80	0,72
Масса электронасосного агрегата, кг	195	170	120	40
Средний ресурс до 1-го капремонта, ч	4000	6300	—	—
Вероятность безотказной работы	0,75	0,75	0,75	0,75
Длина, мм	3342	3023	2103	1860
Диаметр, мм	145	145	145	93

По конструктивному исполнению данные агрегаты мало отличаются от других насосных агрегатов с погружным электродвигателем и состоят из центробежного скважинного насоса, погружного электродвигателя, токоподводящего кабеля, системы автоматического управления, а также включают раствороподъемный трубопровод и устьевое оборудование. Рабочее положение агрегатов вертикальное, погружной электродвигатель расположен внизу, центробежный скважинный насос — над ним. Во время работы агрегаты находятся в растворе, при этом динамический уровень раствора в скважине должен быть выше первой ступени насоса не менее чем на 1 м.

Однако все детали электронасосных агрегатов для ПВ выполнены из коррозионно-стойких материалов: для изготовления корпусных деталей и лопаточных отводов использованы высоколегированные стали, узлы трения, диафрагма; детали неподвижных уплотнений выполнены из резины марок 3825С, 8470, 3826С и В-14; рабочие колеса — из поликарбонатной смолы; все наружные поверхности агрегатов покрыты эмалями.

Основные преимущества погружных электрических насосов в скважинах подземного выщелачивания металлов:

✓ обеспечивается стабильность подачи растворов на перерабатывающий комплекс в условиях больших глубин;

✓ обеспечивается подача продуктивных растворов из технологических скважин на перерабатывающий комплекс без дополнительных насосных станций;

✓ уменьшаются пескование и кольматация прифильтровой зоны скважины и фильтров, а также износ раствороподъемного оборудования;

✓ обеспечиваются высокие технико-экономические показатели добычи при откачке продуктивных растворов из скважин, удаленных от перерабатывающего узла на значительные расстояния;

✓ КПД в расходовании электроэнергии выше, чем при применении эрлифтов и гидроэлеваторов.

Основные недостатки погружных насосов при работе в скважинах ПВ — быстрый выход из строя некоторых узлов насоса вследствие абразивного износа механическими примесями и электродвигателей при работе в условиях повышенных температур. Кроме того, для монтажа и технического обслуживания насосов в процессе эксплуатации и их ремонта требуется квалифицированный обслуживающий персонал.

Эрлифты широко применяют для подъема продуктивных растворов из технологических скважин подземного выщелачивания металлов, подземной выплавки серы, скважинной гидродобычи. Для подземной выплавки серы эрлифты являются единственно возможным типом раствороподъемника.

Основными достоинствами эрлифтов при подъеме продуктивных растворов из технологических скважин являются следующие:

✓ простота конструкции и высокая надежность работы в условиях агрессивных сред и высоких температур. Отсутствие трущихся и вращающихся частей позволяет использовать эрлифты без ремонта в течение продолжительного времени, иногда в течение всего периода отработки месторождения;

✓ высокая эффективность работы при наличии в растворах различных взвесей, а также песка и кусочков глинистых пород, что имеет особое значение в скважинах ПВ и СГД;

✓ возможность проведения комплексных исследований в скважинах (замеры уровня раствора, отбор проб и др.) без применения дополнительных устройств (уровнемеров, пробоотборников и др.) и без демонтажа скважинного оборудования;

✓ возможность очистки прифильтровой зоны скважины и фильтров от песка и продуктов кольматации в процессе эксплуатации скважин;

✓ освоение откачных скважин и их дальнейшая эксплуатация осуществляются одним эрлифтом, что способствует сокращению дополнительных затрат на монтаж раствороподъемного оборудования;

✓ возможность использования реверсивного движения рабочих и продуктивных растворов, что позволяет использовать в течение определенного времени откачные скважины при ПВ в качестве нагнетательных и наоборот. При этом демонтаж эрлифта не производят, а выщелачивающий раствор подают через эксплуатационную колонну или через систему труб эрлифта;

✓ не требуется создания специальных бригад по обслуживанию и ремонту растворопоъемников;

✓ можно регулировать производительность откачки растворов в широких пределах, используя при этом дистанционное управление величиной расхода и давления сжатого воздуха в воздухоподающем коллекторе;

✓ изменяя структуру газожидкостной смеси и конструктивные параметры эрлифтов, можно добиться повышения КПД до 0,8—0,9.

Недостатки при применении эрлифтов:

✓ для обеспечения устойчивой работы эксплуатационных участков требуется строительство компрессорных станций и воздухопроводов, что значительно увеличивает капитальные затраты;

✓ требуется строительство дополнительной насосной станции для перекачки продуктивных растворов на перерабатывающий комплекс. Это объясняется невозможностью создать при эрлифтном подъеме растворов необходимого напора в технологической магистрали, так как после воздухоотделителей (сепараторов) резко уменьшается давление при дальнейшем движении продуктивных растворов;

✓ при небольшом заполнении скважины рабочими растворами и расположения на больших глубинах динамического уровня подземных вод применение эрлифтов возможно только в тех случаях, когда обеспечивается требуемое погружение смесителя под динамический уровень (можно обеспечить путем углубления скважины). Однако это связано с опасностью загрязнения нижележащих водоносных горизонтов и с необходимостью дополнительных затрат;

✓ пульсационный режим работы эрлифтов оказывает значительное влияние на работу фильтров откачных скважин. Установлено, что в скважинах с эрлифтным подъемом растворов увеличиваются запескование и кольматация прифильтровой зоны и фильтров, а также возрастает коррозионный износ скважинного оборудования;

✓ отделение воздуха от продуктивных растворов через сепараторы, установленные на устье скважины, приводит к загрязнению окружающей среды;

✓ низкий КПД эрлифтного подъема (20—25 %), особенно при значительном удалении эксплуатационных участков от компрессорных станций. Расход электроэнергии в среднем в 4 раза выше, чем при применении погружных электрических насосов.

Для небольших по площади месторождений целесообразно принимать один способ откачки растворов. Для месторождений, занимающих большие площади, возможно применение и двух способов подъема растворов из скважин, например насосного и эрлифтного. Выбор насосного или эрлифтного способа откачки определяется в общем случае гидрогеологическими условиями залегания, технологией отработки месторождения и технико-экономическими показателями растворопоъема.

Гидроэлеваторы находят широкое применение для подъема пульпы при скважинной гидродобыче руд. Гидроэлеваторы представляют

собой струйные насосы, у которых подъем продуктивных растворов осуществляется за счет передачи энергии потоком жидкости.

Эффективность их применения обусловлена следующими достоинствами:

✓ простотой конструкции и высокой надежностью в работе;

✓ возможностью подъема пульпы высокой консистенции, вплоть до кусков породы;

✓ простотой управления процессом подъема, отсутствием проводов, кабелей, пусковой аппаратуры;

✓ саморегулированием процесса грунтозабора для подъема пульпы, исключающего опасность заиливания напорного трубопровода;

✓ отсутствием динамических нагрузок на силовые насосы.

Недостатки гидроэлеваторов:

✓ низкий КПД, равный 20—25 %;

✓ высокий абразивный износ некоторых узлов конфузора и начального участка камеры смешения;

✓ снижение КПД гидроэлеватора при увеличении высоты всасывания.

Для подъема пульпы при скважинной гидродобыче применяют гидроэлеваторы двух типов: кольцевого и центрального, которые различаются по месторасположению активной струи в плоскости начального сечения камеры смешения. Схема гидроэлеватора центрального типа приведена на рис. 12.24, *а*.

Скорость струи в центральной их части камеры смешения выше, чем в периферийной. Они обладают более высоким напором, поэтому они более предпочтительны при подъеме пульпы с больших глубин и считаются высоконапорными при $m \le 3{,}5$, средненапорными при $3{,}5 < m < 6{,}5$, низконапорными при $m \ge 6{,}5$ (где $m = F_H/F_0$ — основной геометрический параметр гидроэлеватора, равный отношению площадей поперечных сечений камеры смешения F_H и насадки F_0). Кроме того, гидроэлеваторы с центральной насадкой в силу меньших размеров подводящих узлов рабочей жидкости имеют меньшие габариты, что является очень важным при работе в стесненных условиях буровой скважины.

Гидроэлеваторы кольцевого типа при равных расходах активного потока эжектируют частицы большей гидравлической крупности, лучше работают на всасывание по сравнению с гидроэлеваторами с центральной рабочей струей. Кольцевые гидроэлеваторы могут быть с одноповерхностной (см. рис. 12.24, *б*) и двухповерхностной (см. рис. 12.24, *в*) рабочими струями. Последняя конструкция гидроэлеватора обеспечивает более высокую производительность по твердому телу, но размеры всасывающих щелей меньше, чем у кольцевых гидроэлеваторов с одноповерхностной струей.

Совместная работа гидроэлеваторов центрального и кольцевого типов приводит к повышению КПД до 27—30 %.

Глубины разработки месторождений с использованием гидроэлеваторов зависят от конструкции добычных снарядов, применяемого

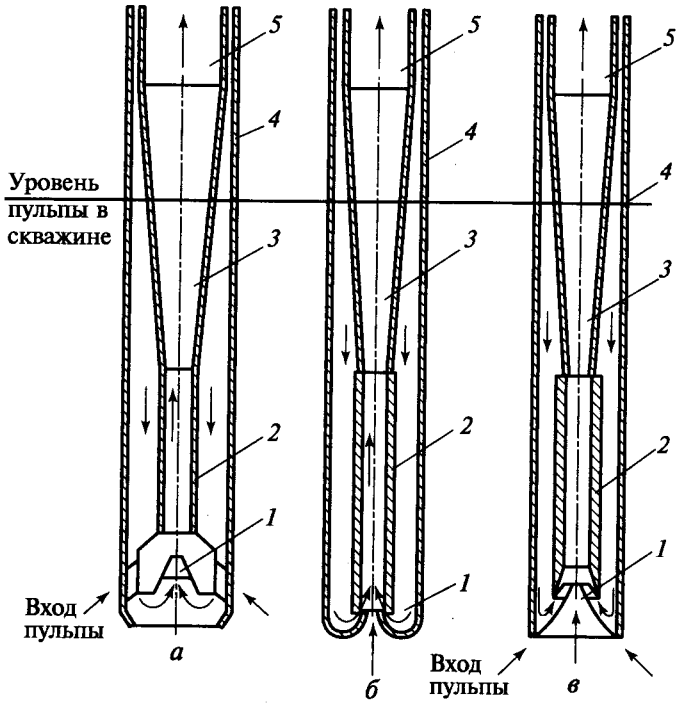


Рис. 12.24. Скважинные гидроэлеваторы для подъема пульпы при СГД:

а — гидроэлеватор центрального типа с перфорированной насадкой; *б*, *в* — гидроэлеваторы кольцевого типа соответственно с одноповерхностной и двухповерхностной струей. *1* — насадка; *2* — камера смещения; *3* — диффузор; *4* — наружная (обсадная) труба; *5* — пульпоподъемная труба

насосного оборудования и системы добычи. На месторождениях, отрабатываемых методом СГД, экономически выгодны глубины добычи с подъемом пульпы гидроэлеваторами кольцевого типа до 50 м, а центрального — до 120 м. С целью повышения эффективности применения гидроэлеваторов возможен вариант подъема пульпы с помощью эрлифта с подпором от гидроэлеватора (вариант совместной работы эрлифта и гидроэлеватора).

12.7. Вскрытие и освоение геотехнологических скважин

Вскрытие продуктивных горизонтов при сооружении геотехнологических скважин, как правило, сопровождается явлением кольматации. Кольматация — нарушение естественных фильтрационных свойств пласта, что выражается прежде всего в уменьшении проницаемости пород приствольной зоны. Возникновение зоны кольматации является

неизбежным, если в промывочной жидкости присутствуют твердые частицы и бурение осуществляют с депрессией на пласт.

Выделяют две зоны кольматации: зону, примыкающую к приствольной части скважины, обусловленную проникновением частиц бурового шлама и промывочной жидкости, а также зону фильтрата промывочной жидкости, чаще всего глинистого раствора, в породы продуктивного горизонта.

Выбор оптимальной технологии вскрытия продуктивных пластов позволяет повысить производительность и срок службы геотехнологических скважин, снизить эксплуатационные затраты на добычу полезных ископаемых. Особенно большое влияние на процесс разработки месторождений имеет технология вскрытия месторождений, разрабатываемых методом ПВ.

Оптимальная технология вскрытия пластов включает выбор способа бурения, схемы циркуляции и типа очистного агента. Для вскрытия продуктивных горизонтов при подземном выщелачивании металлов применяют вращательное бурение с прямой и обратной промывками, а также с продувкой воздухом. Вращательное бурение с прямой промывкой является наиболее распространенным способом при вскрытии продуктивных горизонтов. В качестве очистных агентов для вскрытия продуктивных горизонтов при вращательном бурении применяют техническую воду, глинистые растворы.

Техническая вода является самым дешевым очистным агентом, ее применение предотвращает загрязнение пород продуктивных горизонтов, способствует резкому уменьшению их кольматации. Применение воды способствует также повышению скоростей бурения и снижению стоимости сооружения скважин. Однако вода является по отношению к породам приствольной зоны скважин самой агрессивной промывочной жидкостью и приводит к размыву песчано-глинистых пород, набуханию и обвалам скважин. Применение воды для вскрытия продуктивных горизонтов возможно только в том случае, когда обеспечивается устойчивость разбуриваемых пород, их высокая сопротивляемость размывающему действию потока промывочной жидкости.

Бурение с использованием технической воды возможно, если коэффициент обвалообразований в глинах находится в пределах $1 < K < 3$. Если $K > 3$, то применение технической воды в качестве промывочной жидкости нерационально из-за обрушений в стволе скважины.

Глинистые растворы обеспечивают высокую устойчивость стенок скважин, сложенных неустойчивыми породами. Однако содержащиеся в глинистом растворе твердые частицы, а зачастую и химические реагенты способствуют кольматации пород продуктивных горизонтов и резкому снижению их проницаемости. Глинистые растворы целесообразно применять для вскрытия напорных водоносных пластов.

Глинистые растворы, применяемые для вскрытия продуктивных пластов при ПВ, должны удовлетворять следующим требованиям:

✓ обеспечивать минимальное проникновение раствора в породы продуктивного пласта;

✓ предотвращать образование осадков (механических, химических), закупоривающих поры пласта и отверстия в рабочей части фильтра;

✓ способствовать быстрому удалению продуктов кольматации в зоне пласта полезного ископаемого;

✓ обеспечивать необходимую стабильность при изменении температуры и давления.

В практике сооружения технологических скважин подземного выщелачивания для вскрытия продуктивных горизонтов находят применение следующие типы глинистых растворов:

1. Малоглинистые растворы плотностью 1050—1090 кг/м^3. Применение малоглинистых растворов низкой плотности способствует уменьшению кольматации продуктивных пластов. Однако такие растворы обладают большой водоотдачей, и их применение приводит во многих случаях к уменьшению устойчивости стенок скважин.

2. Малоглинистые растворы, обработанные реагентами К-4, К-9, К-6. Приготовление этих растворов осуществляют следующим образом. К глинистому раствору плотностью 1100—11500 кг/м^3 и с водоотдачей 20—25 см^3/30 мин добавляют две части технической воды и полиакриламид из расчета 20—30 кг на 1 м^3 малоглинистого раствора. Водоотдача такого раствора снижается до 10 см^3/30 мин, а вязкость повышается.

Низкая водоотдача и малая плотность таких растворов способствуют образованию глинистой корки толщиной 0,5—1,0 мм и резкому уменьшению кольматации продуктивных пластов. Наличие добавок полиакриламида способствует также повышению устойчивости стенок скважин в зоне продуктивного пласта.

Из реагентов полиакриламида для вскрытия продуктивных пластов при сооружении технологических скважин ПВ наиболее широко применяют реагенты К-9 как более дешевые.

3. Малоглинистые растворы, аэрированные омыленными кубовыми остатками высокомолекулярных жирных спиртов (ВЖС).

Приготовление таких растворов осуществляют следующим образом. За 2—3 м до входа в продуктивный горизонт в глинистый раствор, имеющий, как правило, высокую плотность, вводят кубовый остаток ВЖС из расчета 5—6 л на 1 м^3 глинистого раствора (0,5—0,6 %), после чего раствор интенсивно перемешивается в течение 5—10 мин путем перекачивания его насосом через насадку на отводном шланге. При этом плотность раствора снижается до 1000—1100 кг/м^3.

Применение малоглинистых растворов, обработанных кубовыми остатками ВЖС, уменьшает кольматацию пород продуктивных пластов и значительно повышает приемистость нагнетательных скважин. По данным В. П. Семенова, приемистость нагнетательных скважин ПВ на одном из месторождений при вскрытии продуктивных пластов с помощью этих растворов увеличилась в 2,7 раза по сравнению со скважинами, пробуренными с применением нормальных глинистых растворов.

4. Малоглинистые растворы, обработанные веществами, легко растворимыми в кислоте.

В этом случае перед вскрытием продуктивных пластов к нормальным глинистым растворам добавляются две части технической воды с целью получения малоглинистых растворов. Для повышения вязкости и снижения водоотдачи раствора в него добавляют нерастворимые в воде высокодисперсные вещества, растворяющиеся при последующей кислотной обработке пластов, осуществляемой в процессе подготовки скважин и эксплуатации. В качестве таких веществ могут быть использованы гидроокись железа, гидроокись алюминия или их смеси. Наиболее эффективной добавкой является гидроокись двух- и трехвалентного железа, обладающая высокой дисперсностью и плотностью 3400—3900 кг/м^3. Гидроокись железа вводят в раствор в количестве 1 м^3 раствора гидроокиси на 2—5 м^3 малоглинистого раствора или технической воды.

Применение буровых растворов с добавками гидроокиси железа способствует образованию плотной, практически непроницаемой корки, которая препятствует проникновению в пласт механических примесей и фильтрата глинистых растворов.

В процессе подготовки скважины к эксплуатации при обработке зоны продуктивного пласта растворами кислот происходит растворение корки гидроокиси и трехвалентного железа и полное восстановление проницаемости пласта. Применение гидроокиси железа способствует повышению эффективности вскрытия продуктивных горизонтов и снижению стоимости сооружения технологических скважин ПВ.

Высокие показатели вскрытия пластов полезных ископаемых обеспечивают также растворы, приготовленные на основе отходов (шлама) конверторного производства металлургических комбинатов. Шлам конверторов обычно представлен тончайшим порошком трехвалентного железа (Fe_2O_3). Приготовление из него буровых растворов никаких трудностей не представляет. Порошок растворяется в серной и соляной кислоте при pH = 1,5. Для нейтрализации полученного кислого раствора можно использовать водные растворы аммиака. Применение растворов на основе трехвалентного железа приводит к повышенной кольматации прифильтровой зоны за счет образования тонкой непроницаемой корки.

Восстановление проницаемости продуктивных пластов производится в процессе освоения скважин путем промывки закольматированной прифильтровой зоны растворами кислот, перевода продуктов кольматации в раствор и выноса на поверхность. При этом наличие окисленного железа способствует улучшению окислительно-восстановительных процессов в рудном теле за счет повышения потенциала *Eh*.

Меловые растворы. Применение меловых растворов для вскрытия продуктивных пластов приводит к образованию корки толщиной 3—5 мм, которая легко удаляется при воздействии растворами серной или соляной кислот. Содержащиеся в кольматирующем слое глинистые частицы дезинтегрируют и легко удаляются при откачках.

Основной недостаток меловых растворов — трудоемкость приготовления и низкая технологичность в процессе их использования.

Поэтому в настоящее время меловые растворы в качестве промывочной жидкости при бурении скважин находят ограниченное применение.

Ингибированные растворы. Для вскрытия продуктивных горизонтов при сооружении скважин ПВ можно применять известковые, кальциевые и гипсовые растворы. Получают ингибированные растворы путем добавления к малоглинистым растворам соответствующих ингибирующих компонентов: $CaCl_2$, KCl и др. Зона кольматации продуктивных пластов при применении ингибированных растворов легко разрушается под действием кислоты в процессе освоения скважин и подготовки их к эксплуатации.

Однако образование труднорастворимых осадков при обработке продуктивных пластов кислотными растворами может привести к закупориванию пор и трещин и снижению проницаемости пластов. Поэтому для определения эффективности применения ингибированных растворов для вскрытия продуктивных горизонтов при подземном выщелачивании металлов требуется проведение специальных исследований.

Буровые растворы с низким содержанием твердой фазы. К числу таких растворов относят растворы с добавками гидролизованных продуктов акрилатного типа К-4, К-6, К-9, а также гипан.

В практике сооружения технологических скважин ПВ для вскрытия продуктивных горизонтов наиболее широко применяют 10 %-е растворы реагентов К-4 и К-9, которые добавляют к воде в количестве 2—3 % от объема промывочной жидкости.

Их применение способствует резкому уменьшению поглощения промывочной жидкости и повышению устойчивости прифильтровой зоны скважин. Зона кольматации в виде корки толщиной 5—7 мм легко разрушается в процессе освоения скважин. При этом время освоения скважин сокращается.

Основной недостаток реагентов К-4, К-9, К-6 — их плохое растворение в воде в холодное время года. Кроме того, они имеют высокую стоимость.

Приготовление растворов с реагентами в виде гидролизованного полиакриламида К-4, К-9, К-6 осуществляют в зумпфе путем тщательного перемешивания определенного количества воды и реагента с помощью гидросмесителя или бурового насоса.

Водогипановые растворы обладают повышенной вязкостью, что способствует улучшению условий выноса шлама при бурении скважин большого диметра с использованием буровых насосов с небольшой подачей, т. е. при малых скоростях восходящего потока промывочной жидкости. Кроме того, их применение позволяет предотвратить аварии и осложнения при бурении в поглощающих и неустойчивых, склонных к обрушениям пластах.

Водогипановые растворы обладают кольматирующими свойствами, что объясняется их способностью коагулировать при контакте с электролитами, содержащими ионы железа, кальция и магния и с выделением нерастворимого осадка. Наличие слоя кольматации в виде корки небольшой толщины способствует при сооружении технологических скважин ПВ повышению устойчивости пород продуктивных пластов, обычно сложенных мелкозернистыми песками, что является положительным фактором. В процессе освоения скважин слой кольматации легко разрушается, а проницаемость продуктивных пластов и приемистость нагнетательных скважин восстанавливаются.

Вязкость водогипановых растворов сильно зависит от свойств гипана и его концентрации. Водогипановые растворы приготовляют перемешиванием с помощью гидросмесителя или непрерывным подливанием тонкой струйкой на храпок всасывающего шланга.

Аэрированные растворы. К ним относят все типы глинистых, безглинистых и других буровых растворов, аэрированных воздухом или другим газообразным агентом. Аэрированные воздухом буровые растворы обладают пониженной плотностью (800—900 кг/м^3), повышенной текучестью и подвижностью. Для эффективного выноса выбуренной породы скорость восходящего потока воздушно-водяной смеси должна составлять 16—20 м/с.

Аэрированные промывочные жидкости способствуют уменьшению гидростатического давления на продуктивный пласт, улучшению условий очистки забоя скважины от шлама, повышению скорости бурения и проходки на породоразрушающий инструмент.

Применение аэрированных растворов обеспечивает высокие показатели вскрытия продуктивных пластов за счет сохранения естественного состояния призабойной зоны скважин, исключения проникновения в пласт воды и твердой фазы.

Сжатый воздух. Использование сжатого воздуха позволяет во многих случаях повысить скорость бурения и проходку на долото, а также снизить стоимость бурения. За счет низкого гидростатического давления сжатого воздуха на продуктивный пласт при его вскрытии обеспечивается сохранение естественной проницаемости пластов и снижение затрат на освоение скважин и поддержание их в работоспособном состоянии в период эксплуатации. При вскрытии продуктивных горизонтов с использованием в качестве очистного агента сжатого воздуха необходимо, чтобы гидростатическое давление водоносных горизонтов p_2 было меньше давления сжатого воздуха на пласт p_k или давления, развиваемого компрессором. Обычно принимают $p_2 \leq 0{,}8\, p_k$.

Однако применение сжатого воздуха для бурения скважин различного целевого назначения ограничено устойчивыми породами, в которых водопритоки отсутствуют или незначительны. Важным условием применения сжатого воздуха является герметизация устья скважин.

Освоение геотехнологических скважин включает заключительные операции по сооружению технологических скважин, связанные с восстановлением проницаемости продуктивного горизонта и определением работоспособности скважин перед вводом их в эксплуатацию. Технология освоения и применяемые для этого методы зависят от конструкции скважин и фильтров, материала, из которого изготовлены фильтры и эксплуатационные колонны, способа бурения и вскрытия про-

дуктивных горизонтов, гидрогеологических условий месторождения, технологических параметров разработки полезного ископаемого и др.

Основной объем работ по освоению скважин связан с разглинизацией пород продуктивных горизонтов, разрушением зон кольматации продуктивных пластов и фильтров. Процесс освоения скважин особенно важен при сооружении скважин ПВ.

В практике освоения скважин наиболее широко применяют три способа их разглинизации: гидромеханический, физический и химический. Из перечисленных способов при освоении технологических скважин ПВ наиболее используемы гидромеханические и химические способы.

Освоение технологических скважин ПВ аналогично освоению гидрогеологических скважин, но имеет свои особенности, связанные с тем, что в качестве обсадных и эксплуатационных колонн при оборудовании скважин ПВ используют трубы из неметаллических материалов (полиэтилен, металлопласт, стеклопластик и др.), имеющие обычно недостаточную прочность. Кроме того, в качестве выщелачивающих растворов обычно применяют кислотные растворители, использование которых способствует также разрушению зон кольматации и восстановлению проницаемости продуктивных пластов. Поэтому многие способы разглинизации и раскольматации прифильтровых зон, применяемые при сооружении гидрогеологических скважин, при освоении скважин ПВ применения не находят. Обычно применяют наиболее простые и дешевые методы.

Процесс освоения технологических скважин в основном включает две операции: промывку прифильтровой зоны водой до полного осветления и прокачку скважин с помощью эрлифтов или гидроэлеваторов.

При удалении глинистой корки со стенок скважин, рабочей поверхности фильтра, а также глинистых частиц и шлама из порового пространства пород прифильтровой зоны в практике ПВ обычно применяют прямую и обратную промывки скважин водой или специальными растворами с использованием буровых насосов, эрлифтов, гидроэлеваторов (рис. 12.25).

В одноколонных конструкциях скважин с манжетной гидроизоляцией и с фильтрами безгравийной обсыпки для очистки прифильтровых зон и фильтров применяют прямую промывку, схема которой показана на рис. 12.25, *а*. По этой схеме воду подают на забой скважины по бурильным трубам, опущенным в зону фильтра. Такая промывка предназначена в основном для удаления из скважины глинистых растворов и механических осадков, накопившихся в зоне фильтра и отстойника, а также для очистки внутренней поверхности фильтра. Разглинизация пород продуктивного пласта этим методом осуществляется очень медленно и неэффективно. Время промывки составляет в среднем 2—4 ч.

Для повышения эффективности очистки фильтра и разрушения зон кольматации продуктивных пластов предусмотрена постановка гидро-

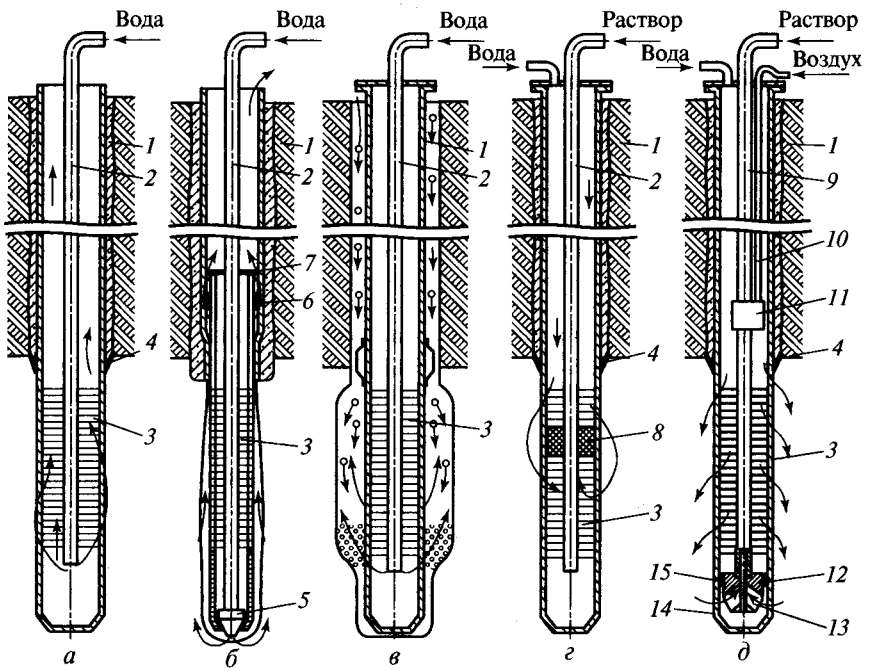


Рис. 12.25. Способы освоения технологических скважин:

а — прямая промывка внутренней поверхности фильтра; *б* — прямая промывка при посадке фильтров «впотай»; *в* — прямая промывка при сооружении скважин с гравийными фильтрами; *г* — обратная поинтервальная промывка прифильтровой зоны; *д* — обратная промывка через фильтр. *1* — эксплуатационная колонна; *2* — бурильные трубы; *3* — фильтр; *4* — манжета; *5* — переходник; *6* — пакер; *7* — крышка; *8* — разделитель; *9* — пульподъемные трубы эрлифта; *10* — воздухоподающий шланг; *11* — смеситель эрлифта; *12* — хвостовик; *13* — окна в хвостовике; *14* — окна в эксплуатационной колонне; *15* — пакер

насадок в нижней части и на боковой поверхности бурильных труб. Давление жидкости, выходящей из гидронасадок, должно быть в пределах 3,5—5 МПа.

В процессе подготовки скважин к эксплуатации рекомендуется применение веществ, разрушающих глину, присутствующую в продуктивном пласте: гексаметафосфат натрия и триполифосфат натрия,— которые смешивают с водой из расчета 1,5 кг на 200 л и заливают в скважину. Обработку прифильтровой зоны пласта в этом случае производят с помощью поршня, закрепленного на буровых трубах. Поршень опускают на 3—5 м ниже статического уровня жидкости в скважине. Движением поршня вниз — вверх без подъема раствора из скважины производят импульсную закачку — откачку скважинного раствора. При скорости движения поршня 30—40 качаний в минуту продолжительность обработки составляет не более одного часа. Окончательную стабилизацию пласта и подъем песка, попавшего в зону фильтра, осуществляют эрлифтом.

При посадке фильтров «впотай» в одноколонных конструкциях скважин, а также при применении двухколонных конструкций скважин для разглинизации прифильтровой зоны может быть использована схема прямой промывки, показанная на рис. 12.25, *б*. В этом случае бурильные трубы присоединяют с помощью переходника с левой резьбой к башмаку фильтра, имеющего обратный клапан. Надфильтровый патрубок при посадке фильтра «впотай» в верхней части закрыт для предотвращения попадания глинистых частиц и песка внутрь фильтра. Крышка удерживается на бурильных трубах с помощью самоуплотняющегося сальника.

Гидроизоляцию зон движения рабочих растворов осуществляют с помощью манжеты, закрепленной на надфильтровом патрубке. Манжету устанавливают на башмак, оборудованный в нижней части обсадной колонны. При необходимости вокруг фильтра можно создать контур гравийной обсыпки.

Воду или специальные растворы подают на забой скважины по бурильным трубам и осуществляют промывку зафильтрового пространства, в результате чего глинистые частицы и шлам со стенок скважины выносятся на поверхность.

Повышение давления в нагнетательной линии указывает на обрушение стенок скважины вокруг фильтра, после чего производят извлечение бурильных труб, спуск эрлифта и прокачку скважины.

При сооружении технологических скважин одноколонной конструкции, оборудованных фильтрами с гравийной обсыпкой, разглинизацию прифильтровой зоны скважин осуществляют с помощью прямой затрубной промывки скважин по схеме, показанной на рис. 12.25, *в*. Подачу воды или специальных растворов в зону фильтра производят по бурильным трубам, опущенным внутрь эксплуатационной колонны, при этом верх колонны герметизируют с целью предотвращения излива жидкости из скважины через эксплуатационную колонну труб.

Разглинизация продуктивных пластов происходит под действием восходящего потока жидкости при промывке скважин перед началом засыпки гравия, а также в процессе создания вокруг фильтра гравийного контура. Вода при ее подаче в скважину вымывает глинистые частицы и шлам из прифильтровой зоны скважины, а также мелкие частицы песчано-гравийной смеси и выносит их на поверхность по затрубному пространству эксплуатационной колонны.

После засыпки расчетного количества гравия производят гидроизоляцию затрубного пространства путем заливки гидроизоляционного материала поверх гравийного слоя, а после затвердевания материала гидроизоляции прокачивают скважины эрлифтом.

Основными недостатками затрубной промывки скважин прямым потоком жидкости является неполное удаление глинистой корки со стенок скважины. Жидкость движется вверх в зафильтровом пространстве по каналам, которые она промывает в глинистой корке, так как скорость восходящего потока обычно недостаточна для полного удаления со стенок скважины продуктов кольматации.

Кроме того, в случае обрушения стенок скважин в зоне продуктивного пласта до начала подачи воды в зафильтровую область произойдет резкое ухудшение условий разглинизации пластов. Повышение давления нагнетаемой жидкости может привести к гидроразрыву пластов и уходу жидкости в трещины или к смятию фильтров, изготовленных из неметаллических материалов.

В одноколонных конструкциях скважин с манжетной гидроизоляцией возможно применение обратной промывки прифильтровой зоны скважин. Один из способов создания обратной промывки — способ поинтервальной промывки скважин с помощью пакерных устройств (рис. 12.25, *г*), для осуществления которого в скважину опускают бурильные трубы с пакером на нижнем конце. Верх эксплуатационной колонны герметизируют. Перед началом промывки пакер располагают в верхней части фильтра, жидкость нагнетают в зону фильтра по эксплуатационной колонне. Пройдя через фильтр и участок зафильтрового пространства, жидкость с продуктами кольматации проходит внутрь фильтра, а затем противотоком по бурильным трубам поступает на поверхность. После освоения верхнего участка фильтра бурильные трубы с пакером перемещают вниз и приступают к промывке следующего интервала фильтра и зафильтрового пространства. Одновременно с промывкой скважины можно производить свабирование путем опускания и подъема бурильных труб с пакером, что повышает эффективность освоения.

Недостаток описанной схемы промывки фильтра и зафильтровой зоны скважины — дополнительное загрязнение нижней части фильтра в процессе раскольматации.

Для разглинизации продуктивных горизонтов, приуроченных к неустойчивым породам, применяют способ, при котором пульпа выдается на поверхность через промывочные окна, расположенные ниже фильтра. Устройство для осуществления предлагаемого способа освоения показано на рис. 12.25, *д*.

Для прокачки скважин в процессе их освоения применяют эрлифты и гидроэлеваторы. При применении эрлифта повышение эффекта освоения наблюдается при цикличном нагнетании воздуха в смеситель.

Химические способы освоения технологических скважин ПВ используют широко. В качестве химических реагентов применяют растворы соляной, серной, фтористой кислот, а также различные поверхностно-активные вещества, которыми обрабатывают прифильтровые зоны.

Расширение призабойной зоны геотехнологических скважин является одним из наиболее эффективных способов вскрытия и освоения геотехнологических скважин, особенно скважин ПВ и СГД.

При подземном выщелачивании металлов происходит увеличение дебита расширенных скважин, что связано с увеличением площади притока технологических растворов и разрушением зон кольматации продуктивных пластов. Метод скважинной гидродобычи руд требует обязательного расширения скважины в зоне рудного пласта для обес-

печения устойчивой и более эффективной работы добычных устройств (гидроэлеваторов, гидромониторов и др.).

При определении величины расширения призабойной зоны технологических скважин ПВ и СГД необходимо учитывать:

✓ размеры добычного оборудования, опускаемого в скважину (фильтры, эрлифты, гидроэлеваторы, гидромониторы и др.);

✓ эффективное разрушение зон интенсивной кольматации продуктивных горизонтов;

✓ создание гравийных обсыпок необходимой толщины;

✓ устойчивость кровли над зоной расширения.

Диаметр расширенной части в зоне рудного пласта при скважинной гидродобыче достигает величины 1000—1200 мм и зависит от диаметра добычного снаряда. При подземном выщелачивании металлов диаметр зоны расширения определяется толщиной слоя гравийной обсыпки, величина которого оказывает существенное влияние на производительность скважины и срок ее службы.

Практика эксплуатации гидрогеологических и технологических скважин ПВ в различных горно-геологических условиях показала, что наиболее надежны в работе фильтры с гравийной обсыпкой толщиной 150—200 мм. С учетом зазоров между фильтром и стенками скважин зона расширения должна составлять 100—120 мм, а иногда и более, что обеспечивает во многих случаях разрушение зоны кольматации.

При определении величины расширения призабойной зоны добычных скважин необходимо также учитывать устойчивость нависающей кровли, поэтому переход на расширенный участок ствола скважины должен быть постепенным. Надежным средством поддержания устойчивости нависающей кровли является наличие в скважине столба промывочной жидкости для создания противодавления на пласт.

Расширение призабойной зоны буровых скважин можно осуществлять по самым разнообразным схемам, требующим соответственно различных технических средств. В практике сооружения гидрогеологических и технологических скважин различного целевого назначения наиболее широко применяют три способа расширения призабойной зоны: механический, гидродинамический и комбинированный. Для скважин подземного выщелачивания предпочтение отдают механическому и особенно комбинированному способу, основанному на механическом разрушении горных пород с использованием энергии струи промывочной жидкости. При сооружении скважин для СГД широкое применение может найти гидродинамический способ расширения призабойной зоны.

На эффективность расширения призабойной зоны технологических скважин большое влияние оказывают конструкция расширителя и режим его работы. При сооружении технологических скважин ПВ и СГД применяют расширители механические, показанные на рис. 12.26.

Режущие лопасти расширителя выводятся в рабочее положение посредством поршня, приводимого в движение потоком жидкости,

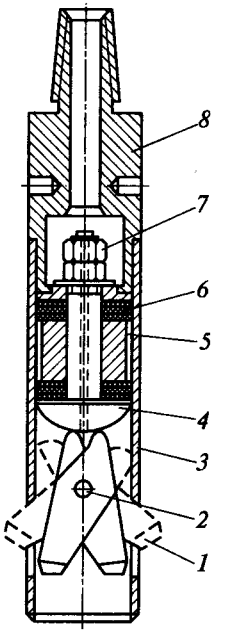


Рис. 12.26. Расширитель механический:

1 — режущие лопасти; *2* — втулка; *3* — корпус расширителя; *4* — нажимное устройство; *5* — корпус поршня; *6* — резиновая манжета; *7* — гайка; *8* — переходник

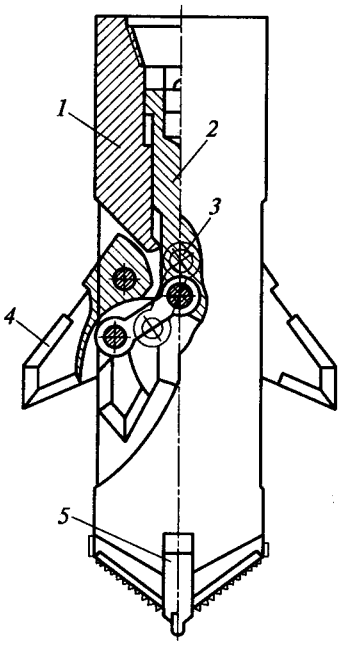


Рис. 12.27. Расширитель механический с промежуточными тягами:

1 — корпус; *2* — поршень; *3* — тяга; *4* — лопасти; *5* — породоразрушающий наконечник

нагнетаемой буровым насосом. Основное достоинство таких расширителей — высокая надежность в работе благодаря незначительному числу подвижных органов. Приведение лопастей расширителя в транспортное положение по окончании расширения производится в процессе подъема бурового инструмента при движении расширителя по стволу скважины.

Существенным недостатком описанных расширителей является то, что увеличение длины лопастей приводит к ослаблению прочности режущих элементов, в связи с чем такие расширители не всегда можно применять при сооружении скважин для СГД, где величина расширения достигает 1000 мм и более.

Другой, более эффективной разновидностью механических расширителей, применяемых при сооружении технологических скважин ПВ, являются расширители, показанные на рис. 12.27—12.39.

Режущие лопасти расширителя выводятся в рабочее положение с помощью поршня, приводимого в действие потоком жидкости, на-

гнетаемой буровым насосом и промежуточных тяг. Усиление резания регулируют изменением давления, развиваемого буровым насосом. Для проработки ствола скважины, очистки его от шлама нижняя часть расширителя снабжена режущими элементами (лопастями). Испытания расширителей показали их высокую надежность в работе. Диаметр камеры может достигать 300—400 мм при первоначальном диаметре скважины 190 мм. Режущие лопасти занимают исходное положение при подъеме бурового инструмента и прекращении подачи жидкости буровым насосом.

При сооружении технологических скважин ПВ и СГД широко применяют гидромеханические эксцентриковые расширители (рис. 12.28). Расширитель эксцентриковый отличается простотой конструкции, высокой надежностью в работе (из-за отсутствия подвижных элементов) и быстротой изготовления.

Процесс разрушения породы стенок буровых скважин таким долотом основан на свойстве вращающихся предметов занимать положение в пространстве, при котором их момент инерции относительно оси вращения стремится быть максимальным. Расширение скважин происходит за счет возникающих центробежных сил и частично за счет гидромониторного эффекта струи жидкости.

Важной проблемой при расширении скважин с помощью механических и гидромеханических расширителей является очистка расширителя и расширенной призабойной зоны от разрушенной породы и шлама, так как в расширенной части скважины возникают неблагоприятные условия для выноса шлама из-за уменьшения скорости восходящего потока промывочной жидкости. В этих условиях существенную роль играет турбулизация потока промывочной жидкости. В целях усиления турбулизации потока промывочной жидкости при применении эксцентриковых расширителей следует предусмотреть дополнительные лопасти или другие средства турбулизации, которые размещают непосредственно над расширителем. Установлено, что основной рост интенсификации выноса частиц породы за счет турбулизации при вращении долота и бурильного вала происходит при частоте вращения до 100 об/мин. При дальнейшем увеличении частоты вращения выносная способность потока возрастает незначительно. Из-за опасности сильных колебаний бурильных труб и обрушения при этом стенок скважины расширение призабойной зоны с помощью механических и эксцентриковых гидромеханических расширителей рекомендуется осуществлять при частоте вращения 85—100 об/мин.

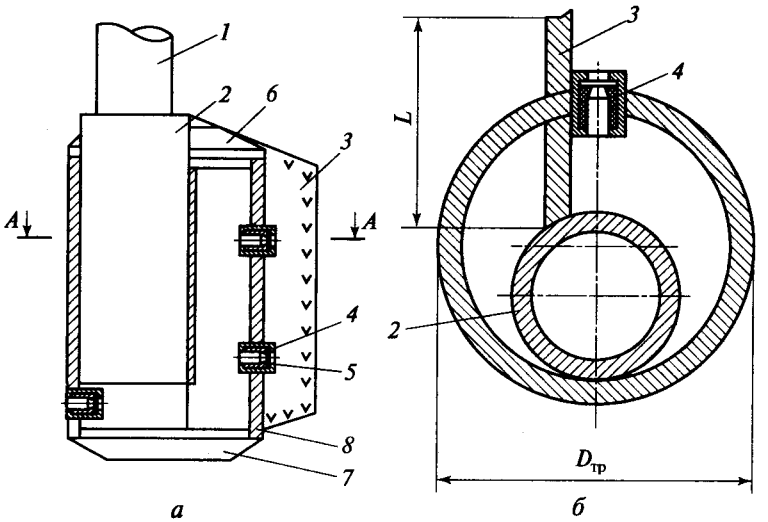


Рис. 12.28. Расширитель гидромеханический эксцентриковый, *а — б*:
1 — бурильная труба; *2* — муфта замка для бурильных труб; *3* — лопасть; *4* — насадка; *5* — втулка; *6* — верхняя крышка; *7* — нижняя крышка; *8* — корпус расширителя

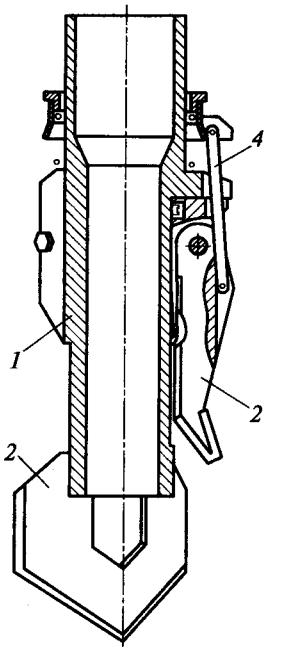


Рис. 12.29. Расширитель инерционный:
1 — корпус; *2* — породоразрушающий наконечник; *3* — лопасть-расширитель; *4* — тяга

Другим способом повышения качества очистки расширяемой части скважины и режущих элементов долота от разрушенной породы и шлама является применение обратно всасывающей промывки. В этом случае используют расширитель, показанный на рис. 12.29. Режущие лопасти расширителя выводятся в рабочее положение в начальный период их работы за счет центробежных сил, возникающих при вращении долот, а также воздействия обратного потока жидкости при бурении с обратно всасывающей промывкой. В дальнейшем усилие резания и крутящий момент регулируются за счет передаваемой на долото осевой нагрузки. При этом вращение бурового инструмента осуществляется с небольшой частотой.

Наличие режущих элементов (лопастей) в нижней части расширителя позволяет обеспечить спуск расширителя на заданную глубину и осуществить при необходимости углубление скважины одновременно с формированием камеры. При полном расширении ствола скважины произойдет уменьшение крутящего момента. Закончив расширение, осуществляют интенсивную промывку ствола скважины, а затем инструмент вместе с расширителем поднимают на поверхность.

Гидродинамический способ расширения призабойной зоны скважины производят с помощью устройств, имеющих гидромониторные насадки. Однако в этом случае имеются затруднения по удалению разрушенной породы с призабойной зоны скважины и подъему ее из расширенной части на поверхность. При отсутствии специальных подъем-

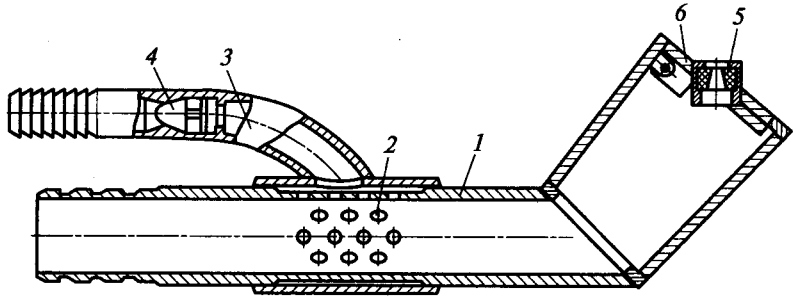


Рис. 12.30. Расширитель гидравлический:
1 — корпус; *2* — смеситель эрлифта; *3* — патрубок; *4* — обратный клапан; *5* — металлокерамическая насадка; *6* — клапан

ных устройств возможны осаждения шлама на забое и снижение эффективности расширения.

Расширитель гидравлический, показанный на рис. 12.30, позволяет периодически очищать забой скважины от разрушенной породы. На бурильных или насосно-компрессорных трубах, в нижней части которых выполнены отверстия для смесителя эрлифта, его опускают на забой. Сверху отверстия в смесителе эрлифта плотно закрываются патрубком, который приваривают к наружной поверхности трубы. В патрубке имеются отверстия для подачи воздуха по трубам меньшего диаметра или по шлангам. Насадки монтируются в нижней части бурового инструмента в специальном подвижном клапане.

Разрушение пород стенок скважины в процессе образования камеры производится при подаче на забой скважины промывочной жидкости. Выходя с большой скоростью из насадки, струя жидкости разрушает стенки скважины и формирует камеру, при этом буровой инструмент поворачивается.

Для удаления с забоя скважины разрушенной породы по трубам (шлангам) начинают подавать воздух, в результате чего открывается клапан и внутрь бурильных труб поступает пульпа. Поднятую пульпу отводят на поверхность в специальные отстойники или в зумпф. Затем можно повторить операцию по разрушению пород стенок скважины.

Расширение призабойной зоны технологических скважин способствует уменьшению диаметра основного ствола скважины, что дает возможность повысить скорости бурения, уменьшить материально-технические затраты и снизить стоимость сооружения скважин. Кроме того, при сооружении скважин для подземного выщелачивания легко создается уширенный контур гравийной обсыпки, что способствует повышению производительности скважин и увеличению их срока службы.

Ликвидация геотехнологических скважин предусматривает выполнение следующих видов работ:

✓ демонтаж скважинного оборудования (снятие оголовка, подъем растворо- и воздухоподающих шлангов и труб, откачных средств, контрольно-измерительных приборов и др.);

✓ извлечение эксплуатационных и обсадных колонн, а также фильтров;

✓ ликвидационный тампонаж.

Тампонаж ликвидируемых технологических скважин проводят для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов растворами продуктивного пласта, а также для предупреждения излива растворов на поверхность, если продуктивный горизонт обладает большим напором.

К выбору тампонажного материала предъявляют определенные требования:

✓ устойчивость тампонажных материалов к агрессивным растворам, находящимся в продуктивном пласте или смежных водоносных горизонтах;

✓ надежное сцепление тампонажных растворов с горными породами стенок скважин или материалом труб обсадных или эксплуатационных колонн в случае если они остаются в скважине;

✓ устойчивость физико-механических свойств тампонажных материалов в течение длительного времени;

✓ тампонажный раствор не должен разбавляться с пластовой водой или скважинной жидкостью.

В качестве тампонажных материалов применяют цементные и гельцементные растворы, глинистые растворы с различными химическими добавками, вязкие глины, бетон. Для приготовления цементных растворов и бетона при ликвидации скважин ПВ применяют сульфатостойкий и кислотоупорный цемент; при ликвидации скважин СГД, ПВС и ПРС — обычный тампонажный цемент.

Выбор тампонажных материалов и схемы ликвидационного тампонажа зависят от применяемого способа добычи полезных ископаемых, типа скважин, их конструкций, горно-геологических и гидрогеологических условий отработки месторождений.

Ликвидационный тампонаж технологических скважин, в геологическом разрезе которых имеется несколько водоносных или проницаемых горизонтов, а водоупоры имеют небольшую мощность, осуществляют путем заполнения всего ствола скважины цементным раствором, а устьевую часть скважины на глубину 1—3 м заполняют поверхностным грунтом. Для экономии цемента в раствор добавляют песок или глину.

Частичный тампонаж скважин производят, если в разрезе имеется несколько водоносных горизонтов с расположенными между ними водоупорами значительной мощности. В этом случае осуществляют тампонаж водоносных горизонтов с таким расчетом, чтобы верхняя и нижняя границы тампонажного стакана находились соответственно в зоне кровли и подошвы водоупора на 10—20 м. Остальную часть скважины заполняют сыпучим материалом или заливают густым глинистым раст-

вором. Если же продуктивный горизонт обладает большим напором и возможен самоизлив технологических растворов на поверхность, наиболее эффективна следующая схема ликвидационного тампонажа. Ствол скважины в зоне продуктивного горизонта заполняют доломитовой крошкой, гравием или щебнем, выше устанавливают мост из глины или цемента, а остальную часть скважины заполняют сыпучим материалом или заливают густым глинистым раствором. Наличие доломитовой крошки в зоне продуктивного пласта способствует нейтрализации кислых растворов.

В скважинах с мощностью продуктивной толщи более 20—25 м перед подачей тампонажного раствора целесообразно произвести обрушение ствола скважины в зоне продуктивного горизонта, например, свабированием, после чего остальную часть скважины заполнить тампонажной смесью.

В настоящее время для производства ликвидационного тампонажа применяют естественные и специально приготовленные глинистые растворы.

12.8. Охрана окружающей среды

Развитие геотехнологических методов приводит к необходимости бурения большого числа технологических скважин на значительных площадях, при этом скважины могут вскрывать один или несколько водоносных горизонтов. С другой стороны, наличие в рабочих (выщелачивающих или размывающих) растворах и продуктах добычи различных по составу и концентрации химических соединений дает предпосылки к загрязнению водоносных горизонтов и поверхности.

Отработка месторождений геотехнологическими методами сопровождается, кроме того, значительным оседанием, а часто и обрушением земной поверхности с нарушением ее целостности (СГД, ПВС, ПРС). Даже в случае заполнения выработанного пространства закладочным материалом оседание поверхности полностью не исключается и носит долговременный характер.

Во всем цикле работ подземного выщелачивания различным загрязнениям подвергаются в основном проницаемые породы в разрезе скважин в результате нарушения целостности обсадных труб и некачественной изоляции затрубного пространства. Загрязнение поверхности устья скважин связано с нарушением технологии откачки — закачки растворов, кольматации фильтров и прифильтровых зон скважин и неправильным проектированием и установкой устьевого оборудования. Загрязнение водоносных горизонтов за пределами отрабатываемых участков продуктивной площади происходит в результате растекания выщелачивающих и продуктивных растворов за контуры обрабатываемой площади. Опыт работы предприятий ПВ показал, что растекание технологических растворов за пределы контура обычно не превышает 50—100 м.

При геотехнологических методах добычи может происходить загрязнение воздушного бассейна газами в результате испарения, выбросами из скважины газов и отработанного воздуха, особенно при откачке растворов с помощью эрлифтов из технологических скважин ПВ, выбросами пульпы при СГД и др. Основные причины таких загрязнений — неправильное оборудование устья скважин и нарушение технологических режимов добычи.

В период эксплуатации месторождений геотехнологическими способами особое внимание необходимо уделять контролю как за технологическим процессом добычи, так и за выполнением мероприятий, связанных с охраной окружающей среды. Контроль за растеканием продуктивных и выщелачивающих растворов в отрабатываемом пласте и по разрезу месторождения в процессе ПВ осуществляют через наблюдательные скважины, которые должны быть пробурены в зону продуктивного пласта, а также в смежные водоносные горизонты как в пределах отрабатываемого блока, так и за его контурами.

Важным мероприятием, способствующим предотвращению загрязнения подземных вод в результате растекания продуктивных и выщелачивающих растворов, является строгое соблюдение параметров технологических процессов. При эксплуатации блоков ПВ вокруг откачных скважин создаются значительные по размерам депрессионные воронки, препятствующие растеканию технологических растворов, поэтому в процессе выщелачивания металлов должно соблюдаться гидродинамическое равенство закачки выщелачивающих и откачки продуктивных растворов.

Если же природные и технологические условия не позволяют предупредить растекания растворов, то в этом случае применяют специальные охранные методы:

— изоляцию отрабатываемого блока от остальной части месторождения путем создания гидрозавес по периметру эксплуатируемого блока и механических завес (экранов) с помощью цементных, глинистых или цементно-глинистых растворов. Закачку экранирующих смесей можно производить в образованные вертикальные или горизонтальные трещины гидроразрыва или щели гидроразмыва;

— нейтрализацию растворов с целью устранения остаточного загрязнения вод рудовмещающего горизонта. В этом случае производят замену остаточных продуктивных растворов в отработанном блоке на природные воды из вновь вводимых в эксплуатацию участков месторождения. Остаточные растворы обычно используют в дальнейшем в качестве выщелачивающих, для отработки последующих блоков после повышения концентрации растворителя. В некоторых случаях целесообразно проводить нейтрализацию вод отработанного участка промывкой продуктивного горизонта известковыми растворами.

Для предупреждения загрязнения смежных водоносных горизонтов необходимо строго выполнять требования технологии сооружения скважин и, в первую очередь, требования гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов.

Бурение контрольных и разведочных скважин на месторождениях ПВ необходимо осуществлять с применением качественных глинистых растворов и с максимальной производительностью. После выполнения функциональных задач эти скважины в кратчайший срок должны быть ликвидированы.

Эксплуатационные и наблюдательные скважины должны иметь качественную гидроизоляцию затрубного пространства, оборудованы коррозионно-стойкими эксплуатационными колоннами и фильтрами, а оголовки скважин должны обладать высокой герметичностью.

Все технологические скважины после окончания срока службы, кроме оставленных для длительного наблюдения, должны быть ликвидированы.

Условия работы скважин при эксплуатации месторождений геотехнологическими методами характеризуются высокими давлениями раствора, воды, воздуха в трубопроводах и скважинах (СГД, ПВС, ПРС, при сооружении скважин гидроразрыва пласта и т. д.); высокими температурами пара и раствора; применением агрессивных, опасных для здоровья и жизни человека растворов. Эти особенности при эксплуатации скважин требуют дополнительных мер предосторожности.

Все трубопроводы и шланги, работающие под давлением, а также запорная арматура после монтажа должны быть испытаны под давлением, на 25—50 % превышающим рабочее. Испытания проводят после монтажа оборудования на каждой скважине. Запрещается работа по ремонту трубопроводов и арматуры под давлением.

В напорных линиях необходимо устанавливать манометры и предохранительные клапаны. Манометры без пломбы и указаний сроков проверки применять категорически запрещено.

При сооружении, ремонте, а также эксплуатации технологических скважин ПВ используют различные химические вещества и растворы, представляющие опасность для обслуживающего персонала. Наиболее широкое применение находят гипан, препараты К-4, К-6, К-9, хлористый кальций ($CaCl_2$, полиакриламид (ПАА), силикат натрия, растворы кислот (соляной и серной), различные поверхностно-активные вещества, известковые растворы и другие химические вещества.

При проведении работ с вредными веществами необходимо руководствоваться следующими положениями и нормативами по технике безопасности:

- ✓ инструкциями на санитарные нормы радиоактивного загрязнения на предприятиях ПВ;
- ✓ методическими указаниями по санитарному контролю при дезактивации и рекультивации участков ПВ;
- ✓ правилами безопасности для производств в химической промышленности;
- ✓ основными правилами безопасности при работе в химических лабораториях.

Лица, работающие с вредными веществами, должны пройти дополнительный инструктаж.

Все виды работ при сооружении скважин необходимо выполнять с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности. При ведении работ, связанных с бурением, креплением, цементированием и ремонтом скважин, следует руководствоваться соответствующими положениями и нормативами, утвержденными Госгортехнадзором.

Литература

1. *Сергиенко И. А., Мосев А. Ф., Бочко Э. А, Пименов М. К.* Бурение и оборудование геотехнологических скважин.— М.: Недра, 1984.

2. *Аренс В. Ж.* Физико-химическая геотехнология.— М.: Изд-во МГГУ, 2001.

3. *Дробаденко В. П., Потапова Т. С., Кисляков В. Е.* Гидротехнические сооружения при разработке россыпных сооружений.— М.: Недра, 1992.

ГЛАВА 13

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

13.1. Бурение скважин большого диаметра и шурфов

Скважины большого диаметра (более 151 мм) геологоразведочного назначения бурят главным образом при разведке и заверке россыпных месторождений золота и алмазов и для гидрогеологических изысканий.

В процессе горноразведочных работ бурение специальных скважин большого диаметра и изредка шахтных стволов производят в основном для вспомогательных работ: вентиляции, подъема и спуска руды и различных материалов, водоотлива, подачи электроэнергии и сжатого воздуха.

При инженерно-геологических изысканиях скважины большого диаметра (200—300 мм) и шурфы бурят с целью детального изучения геологического разреза, отбора образцов пород (монолитов), проведения различных полевых инженерно-геологических исследований, гидрогеологических исследований для определения коэффициента фильтрации и других гидрогеологических характеристик исследуемых пород и водоносных горизонтов и др.

Бурение скважин диаметром до 400—600 мм для установки свайных фундаментов и опор глубокого залегания применяют с целью индустриализации строительного процесса в различных геолого-гидрогеологических условиях, в том числе в водонасыщенных грунтах, при глубоком заложении плотных и скальных пород и в условиях многолетней мерзлоты. В последнее время при сооружении фундаментов и оснований широко применяют железобетонные сваи-опоры глубокого заложения, опускаемые в пробуренные скважины, и буронабивные сваи. Бурение скважин большого диаметра в строительстве применяют также при установке столбовых фундаментов, опор линии связи и электропередач. Для этих целей преимущественно используют специализированные буровые и бурильно-крановые установки. Бурение глубоких скважин большого диаметра производят в основном реактивно-турбинными агрегатами, за рубежом — роторными установками. При бурении скважин большого диаметра довольно часто возникает необходимость крепления стенок кратковременной или постоянной крепью.

По способу разрушения породы в практике используют вращательный, ударный, ударно-вращательный, вибрационный, гидродинамический, термический и термомеханический виды бурения.

В зависимости от технологий удаления продуктов разрушения различают способы бурения с прямой и обратной промывкой, продувкой, шнековый и др. По площади разрушения забоя — бескерновый, колонковый и бурение с расширением.

Технология ударно-канатного бурения при разведке россыпных месторождений

Конструкция скважины ударно-канатного, как и любого другого разведочного, бурения, должна быть максимально упрощена. Это снижает расход труб, энергии, повышает производительность труда и уменьшает общие затраты на бурение. При разведке россыпей применяют наиболее простую и экономичную конструкцию скважины — типовую для всех горно-геологических условий северо-востока России. Диаметр скважин (условный) на всю глубину принят равным 219 мм. Используют одну колонну толстостенных обсадных труб муфтового соединения диаметром 219 мм, которая является одновременно направляющей и кондуктором. В процессе углубки скважины колонна следует за породоразрушающим инструментом (ходовая колонна) или опережает забой (опережающая колонна). При бурении в устойчивых (мерзлых) отложениях закрепляют только устьевую часть скважины на глубину 4—6 м (две, реже три трубы). Этого достаточно, чтобы предохранить устье от обвалов и зафиксировать направление. Далее бурение ведут без крепления трубами. Если породы, вскрываемые скважиной, осыпаются, обваливаются, плывут, пучат (сушенцы, водоносные горизонты, талые рыхлые отложения), обсадную колонну опускают до тех пор, пока интервал неустойчивых пород не будет перекрыт. Длина колонны будет зависеть от мощности интервала неустойчивых пород. При бурении сложных разрезов с горизонтами валунистых пород и таликами большой мощности используют двухколонную конструкцию скважин — трубы диаметром 219 (до глубины 60—80 м) и 168 мм (глубже).

Забуривание скважины производят в таком порядке. После расчистки буровой линии расчищают площадку под буровые станки и вспомогательное оборудование (промывочные станции, дизельную электростанцию, емкости для воды и др.). Перед забуриванием каждой новой скважины станок устанавливают на домкраты. После осмотра механизмов и узлов станка, проверки бурового инструмента и состояния канатов и их крепления приступают к забуриванию скважины, которое, как и бурение неглубоких скважин (до 8 м), производят в обязательном порядке с использованием направляющего колокола. При забуривании скважины сразу же (поинтервально) производят посадку обсадных труб.

Бурение в зонах талых пород. Таликовые зоны встречаются в прирусловых частях долин и нередко распространяются на всю ширину долин крупных рек, охватывая полностью толщу рыхлых отложений.

В водных таликах грунтовая вода находится в движении, бывает застойной или напорной, когда она перекрыта водоупором. При наличии большого количества песка и илов грунтовая вода образует плывун. В безводных таликах (сушенцах) илисто-глинистый цемент практически отсутствует. Бурение скважины в таких отложениях без крепления стенок трубами невозможно: породы осыпаются, обваливаются, пучат. При встрече с ними скорость бурения снижается, углубка прекращается. Глубина скважин нередко уменьшается за счет создавшейся на забое «подушки» в результате интенсивного обрушения пород и образования каверн, вследствие чего происходит ослабление каната. Часто скважина обрушается целиком, что вызывает прихват бурового снаряда. При этом качество опробования нарушается, поскольку пробы разных рейсов смешиваются, а объем фактически извлеченной породы отличается от расчетного.

Для обеспечения качественного отбора проб бурение в водных таликах и сушенцах без опережающей обсадки труб, как правило, не производят. Во избежание свайного эффекта забивку труб нужно производить из расчета на рейс не более 0,4 м. С увеличением рейса уплотнившаяся порода создает в трубах пробку, и колонна под действием ударов продолжает двигаться как свая, уплотняя и вдавливая породы в затрубное пространство, в связи с чем данные опробования искажаются. Если интервал не опробуется, а трубы свободно забиваются, то углубка за рейс не ограничивается.

Забить трубы без предварительного долочения удается не всегда. Наличие крупной гальки и валунов может затруднить или даже исключить возможность забивки труб ниже забоя. Во избежание аварий необходимо подбурить долотом ниже башмака на 5—10 см, а затем снова приступить к посадке труб.

Снаряд состоит из плоского долота, полуштанги, штанги, канатного замка. Воду не подливают, поскольку при бурении водных таликов ее в скважине достаточно. В слабообводненных талых породах с большим количеством глины подливают 10—15 л воды на рейс 0,4 м; частота ударов 50—52 в мин; навеску, как правило, не делают.

Бурение плывунов осуществляют с опережающей обсадкой колонны труб. При таком виде бурения необходимо перекрыть сразу весь горизонт плывуна и забить колонну в подстилающий водоупорный горизонт на глубину не менее 1,0 м.

Бурение в мерзлых породах. На территории северо-востока страны широко развиты устойчивые многолетнемерзлые отложения, содержащие воду в виде вкраплений, зерен и кристаллов льда, которые прочно цементируют их в плотную массу. Встречаются прожилки, пласты, линзы льда и насыщенные водой прослои илов в мерзлом состоянии. От верхних горизонтов к нижним в отложениях наблюдается уменьшение льдистости. Иногда мерзлота бывает сухой, и тогда она ничем (кроме температуры) не отличается от сухого талика. Бурение в устойчивых мерзлых отложениях, когда необходимо в дальнейшем перекрыть трубами таликовую или сушенцовую зону, расположенную под горизонтом мерзлых пород, а также при забуривании скважин на глубину 4—6 м (2—3 трубы) независимо от состояния грунта ведут с креплением скважины трубами. Следует соблюдать такой порядок проведения операций:

1. Долочение на заданный интервал ниже башмака обсадных труб. Во время долочения в скважину подливают воду из расчета 10—20 л на рейс 0,4 м.
2. Забивка труб до глубины, достигнутой долотом.
3. Повторное долочение в трубах. Во время забивки разрыхленная и срезанная башмаком порода уплотняется. Однако, чтобы ее можно было взять желонкой, необходимо повторное долочение.
4. Желонение — очистка забоя скважины желонкой, пробоотборником.

Мерзлый грунт по сравнению с таликами более устойчив, поэтому нет необходимости крепить скважину трубами. Процесс бурения в этом случае заключается в чередовании долочения и желонения. Обсадными трубами крепят только устьевую часть скважины. В результате повышается производительность буровых станков за счет увеличения времени чистого бурения, значительно снижаются расход обсадных труб и количество аварий, связанных с ними; исключаются повышенные нагрузки на канат и станок, возникающие при извлечении труб, а следовательно, и их повышенный износ. Все это снижает стоимость буровых работ.

Вместе с тем снижение льдистости в приплотиковой части при небольшом количестве связывающего глинистого материала в отложениях иногда приводит к образованию интервалов неустойчивых пород в продуктивном горизонте. В таком случае необходимое качество работ обеспечивают, применяя тампонирование стенок скважины и соблюдая шламовый режим.

Буровой снаряд должен включать долото, полуштангу, штангу, канатный замок. Если скважины глубокие (до 100 м и более) и нет необходимости часто забивать трубы, полуштангу заменяют штангой. Применяют плоское долото со съемным лезвием зубильной формы с углом приострения 70—90°.

При бурении без труб в малоустойчивых породах рекомендуется подсаливание воды (5%-й раствор). Хорошие результаты дает применение глинистого раствора с плотностью 1,18—1,2 г/см^3. Малый расход воды или поддержание шлама большой плотности (1,5—1,6 г/см^3) во время долочения является эффективным способом сохранения стенок от обрушения, а следовательно, и обеспечения качества опробования. В конце долочения заливают значительную порцию воды, чтобы обеспечить условия для работы желонки и обмыва снаряда.

Частоту ударов в мерзлых устойчивых породах III—IV категорий принимают равной 50—52 в мин, навеска должна быть наименьшая или равна нулю.

Бурение в осложненных горно-геологических условиях. К горно-геологическим условиям, значительно осложняющим бурение разведоч-

ных скважин, относят: мощные талые отложения (обводненные и сухие); ледниковые и водно-ледниковые отложения с сушенцовыми зонами, иногда преобладающими над интервалами устойчивых пород; чередование в разрезах большой мощности отложений, находящихся в различном физическом состоянии (мерзлота, водные талики, сушенцы с положительной и отрицательной температурами).

Неустойчивые рыхлые отложения могут быть пробурены и принудительно закреплены одной колонной обсадных труб диаметром 219 мм на глубину до 60 м. Если разрез представлен мелкогалечным материалом без валунов, длину колонны можно увеличить до 80 м. При необходимости бурить в этих условиях более глубокие скважины применяют две колонны. Ходовую (опережающую) колонну диаметром 219 мм забивают до глубины 60 м. Колонна 168 мм свободно проходит в трубы диаметром 219 мм, а от 60 м до конечной глубины производят ее принудительную порейсовую обсадку. Одним из сложных вариантов УКБ на россыпях является проходка сушенцов, расположенных отдельными интервалами в нижних горизонтах глубокозалегающих россыпей. В этих случаях крепление трубами чрезвычайно затруднено, а зачастую невозможно.

Многолетним опытом бурения определен способ, позволяющий бурить такие породы без крепления трубами, используя тампонирование стенок льдом, глиной, торфом и другими материалами. Применение тампонирования одновременно с бурением улучшает качество опробования. В состав тампонирующей смеси входят: толченый лед (до кусков около 10 см) или куски плотного снега, облитые водой; вязкая жирная глина или глинистый раствор удельным весом 1,2—1,3 кг/см^3; мерзлый торф, мох, дерн или другой волокнистый материал (опилки, бумага и др.); вода (когда нет глинистого раствора). Расход смеси на 1 м скважины следующий: глины (6—10 кг), лед (12—16 кг), воды (4—8 кг). Возможна частичная или полная замена льда льдонасыщенным торфом. Заброска в скважину рыхлого снега недопустима, так как он, не долетая до забоя, оседает на стенках скважины и заужает ее. Перед забroской кусок плотного снега, как и волокнистый материал, надо облить водой и заморозить. На рейс 0,4 м расход смеси составляет около половины указанного количества. После засыпки в скважину смеси производят долочение на заданный интервал, в результате которого компоненты смеси и грунта измельчаются, перемешиваются и тампонируют стенки скважины. Это предотвращает их обрушение. Определен следующий порядок операций при бурении с искусственной проморозкой: засыпка тампонирующей смеси; долочение на рейс 0,4 м; желонение. При таком виде бурения часто для тампонирования используют только лед в количестве 12—16 кг на рейс 0,4 м. При интенсивном осыпании стенок, для того чтобы смесь в скважине замерзла и схватилась, после долочения работы в скважине приостанавливают на 20—30 мин, затем производят вторичное долочение и желонение. Далее операции повторяют, пока интервал сыпучих пород не будет пройден.

Бурение ледниковых отложений. Широкое вовлечение в разведку россыпей, перекрытых ледниковыми отложениями, повлекло ряд существенных изменений в технологии УКБ. Для ледниковых отложений характерны большая мощность (до 200 м и более) и несортированность материала, значительное количество (более 50%) крупных валунов и глыб. В разрезе часто встречаются слабосцементированные сушенцовые зоны. Самую большую трудность представляет бурение валунов. Если поверхность валуна горизонтальна, что встречается довольно редко, и он перекрывает все сечение скважины, процесс бурения не затруднен, снижается только скорость углубки. Осложнения возникают лишь при выходе из валуна. Долото может пробить валун и выйти из него, не обработав стенки скважины. Тогда проворот снаряда приводит к прихвату головки долота. Чаще всего поверхность валунов находится под некоторым углом к лезвию головки долота. Нередко валун выступает в скважине только частью. В таких условиях происходит отклонение снаряда по наклонной плоскости валуна в сторону слабых пород, возможны искривления скважины и прихват снаряда. Для бурения валунистых пород необходимо применять округляющие, реже крестовые долота, с углом приострения 110—130°. При бурении без обсадки снаряд оснащен долотом, утяжеленной ударной штангой (6 м), канатным замком; при бурении с обсадкой — долотом, забивной штангой, ударной штангой (4 м), канатным замком. В валунистых отложениях не следует допускать износа долота по диаметру выше 5 мм. Особое внимание надо обращать на обработку стенок и тщательно следить за подачей бурового снаряда. Высота навески должна быть 5—7 см, в этом случае хорошо обрабатываются выступающие в скважину части валунов и предотвращается соскальзывание лезвия по наклонной плоскости валуна. Высота сбрасывания максимальная, частота ударов — 48—50 в мин.

Тип долота. Правильный выбор типа долота во многом определяет качество отбираемых проб и производительность буровых работ. В ряде случаев несоответствие содержания полезного компонента по пробам фактическому в россыпи объясняется затрамбованием части металла в стенки скважины и затрубное пространство вследствие применения широкобортных, крестовых и затупленных долот, переизмельчением металла и потерей тонких фракций. В настоящее время при разведке россыпных месторождений наиболее распространенными типами долот являются плоские, округляющие, крестовые. *Двутавровые долота* применяют только в редких случаях для бурения вязких пород. Важнейшими конструктивными параметрами долота являются угол приострения и число лезвий. Влияние угла приострения α при бурении россыпей многосторонне. Уменьшение угла приострения увеличивает механическую скорость бурения в слабых однородных породах, но снижает стойкость долота, что требует его частой заправки, а в крепких абразивных породах угол приострения должен быть существенно увеличен. Опытные данные показывают, что для бурения мягких пород $\alpha = 70—80°$, для пород средней твердости — 90—110°, для твердых — 110—140°. Используемые долота имеют различное число лезвий: плоское долото — одно, крестовое — два; округляющее — одно, но оно более

массивно и широкобортно, чем у плоского, и считается на полтора лезвия. Уменьшение числа лезвий позволяет повысить механическую скорость бурения, что предопределяет применение *плоского долота.* Однако в абразивных породах плоское долото активно изнашивается, а в трещиноватых часто заклинивается, что вызывает различного рода осложнения. Сравнительные испытания плоских, округляющих и крестовых долот в различных геолого-технических условиях показывают, что применение плоского долота в большинстве случаев считается наиболее целесообразным, так как при этом повышается на 30—40 % механическая скорость бурения и уменьшается переизмельчение породы и полезного компонента, в связи с чем улучшается качество опробования. Наибольшие преимущества плоского долота отмечены при бурении рыхлых отложений без включения крупнообломочного материала, при бурении в трубах и при опробовании продуктивного пласта для повышения качества пробы.

Округляющие долота эффективны при бурении ниже труб в рыхлых отложениях с большим количеством крупной гальки и валунов. *Крестовые* можно применять при бурении наиболее валунистых отложений, для разрушения отдельных крупных валунов и проходки твердых трещиноватых пород.

Разрушение пород ударным способом зависит от силы удара, которая определяется кинетической энергией R, развиваемой при падении снаряда заданной массы Q с определенной высоты S, и ускорения падения снаряда в скважине j, зависящего от плотности жидкости и состояния скважины, т. е.

$$R = QSj/g, \tag{13.1}$$

где g — ускорение силы тяжести.

Следовательно, эффективность единичного удара тем выше, чем больше масса, высота падения и ускорение падения снаряда. Естественно, что механическая скорость бурения возрастает с увеличением частоты n наносимых по забою ударов в единицу времени.

Рассмотрим влияние и принципы подбора каждого из указанных параметров на повышение эффективности бурения.

Масса снаряда Q, участвующая в эффективном разрушении различного вида горных пород, может быть ориентировочно определена по относительной массе q, которая приходится в зависимости от твердости пород на 1 см диаметра долота D (или длины его лезвия): для мягких пород — 25—30 кг/см, для пород средней твердости — 35—45 кг/см, для твердых пород — 50—60 кг/см. В эффективном разрушении породы на забое существенную роль играет часть снаряда, называемая «ударной», ее масса должна быть $Q > qD$. Фактическая ударная масса снаряда определяется следующим образом:

$$Q = Q_1 + Q_2 + 1/2Q_3, \tag{13.2}$$

где Q_1 — масса долота; Q_2 — масса ударной штанги (переходника, полуштанги); Q_3 — масса раздвижной штанги, участвующей в ударе по забою.

Высота сбрасывания S *и частота ударов* n бурового снаряда взаимосвязаны и подбираются для конкретных условий таким образом, чтобы обеспечивалось свободное падение снаряда в скважине. Свободное падение снаряда обеспечивается в случае, когда время движения оттяжного ролика вверх будет равно или меньше времени свободного падения. Однако оттяжной ролик придерживает канат во второй половине своего пути, вызывая торможение бурового снаряда. Однако за счет вытяжения каната и сжатия амортизаторов мачты массой снаряда влияние торможения уменьшается. Рациональная частота ударов определяется из эмпирических выражений (2.53) и (2.54).

При выборе S и n рекомендуется исходить из следующего: с увеличением S частоту ударов n необходимо уменьшать, а при снижении S — увеличивать. Частота ударов, увеличенная выше оптимальной, приводит к рывкам каната, так как опускание оттяжного ролика (подъем снаряда) начинается раньше, чем долото достигает забоя. Удары снаряда по забою будут неполноценными.

Заниженная частота лишает снаряд возможности свободно падать. Он плавно перемещается в скважине, находясь все время в подвешенном состоянии на канате, и задерживается на забое.

Установлено, что в начале операции долочения (из скважины удален шлам) падение снаряда сдерживается более медленным движением оттяжного блока и удары по забою наносятся благодаря сжатию амортизаторов. В это время надо увеличить обороты электродвигателя станка. Наблюдаемое несоответствие сглаживается по мере накопления шлама. В конце операции долочения, при образовании в скважине большого количества шлама буровой снаряд начинает падать с меньшим ускорением, синхронность его падения с качаниями ударной балки вновь нарушается, поэтому необходимо либо уменьшить число оборотов электродвигателя, либо прекратить бурение и очистить скважину. В момент забуривания скважины и при ликвидации искривления следует также снижать число ударов бурового снаряда.

Под подвеской (навеской) бурового снаряда над забоем скважины понимают расстояние между лезвием долота и забоем скважины при свободно висящем снаряде, когда оттяжной ролик находится в верхнем крайнем положении. Величина подвески весьма существенно влияет на характер и эффективность работы долота. При рациональной подвеске снаряда подъем и падение его происходит плавно, без рывков и толчков, поэтому к моменту нанесения удара по забою скорость падающего снаряда близка к максимальной ее величине. Кинетическая энергия, расходуемая при этом на разрушение породы, будет наибольшей.

Рациональная величина подвески бурового снаряда может быть найдена из выражения

$$d = l - h, \tag{13.3}$$

где d — величина подвески снаряда, см; l — суммарный прирост длины каната при ударе, зависящий от сжатия амортизатора и собственного удлинения каната, см; h — глубина внедрения лезвия долота, см.

Суммарный прирост длины каната зависит от веса снаряда, под действием которого вытягивается канат и сжимается амортизатор, а также от качества и конструкции амортизатора. Сжатие амортизатора на 1 см приводит к удлинению каната примерно на 2 см. Кроме того, это удлинение зависит от диаметра и длины каната: чем тяжелее снаряд, меньше диаметр и больше длина каната, тем больше величина удлинения каната и больше должна быть подвеска снаряда над забоем. Установлено, что величина подвески снаряда в зависимости от характера пород и глубины скважины изменяется от 0 до 7 см. Величину высоты навески долота необходимо увеличивать с повышением твердости пород.

В процессе ударного бурения частицы разрушенной породы (шлам) можно удалять с забоя только с помощью жидкости, приводимой в движение буровым снарядом. Падающий в скважине снаряд вытесняет жидкость, струи которой подхватывают частицы породы. В результате эти частицы переходят во взвешенное состояние, увеличивая вязкость и объемный вес жидкости, что двояко влияет на производительность бурения: с одной стороны, увеличение вязкости и объемного веса жидкости повышает сопротивление движению снаряда, скорость падения его уменьшается, и производительность бурения снижается; с другой — увеличение вязкости и объемного веса повышает способность жидкости удерживать более крупные частицы разрушенной породы. Это сокращает расход энергии на разрушение породы и повышает производительность бурения. При отсутствии в скважине жидкости или недостаточной удерживающей ее способности частицы породы оседают и на забое образуется так называемая подушка, поглощающая значительную часть энергии удара. Для обеспечения нормальных условий бурения в скважину подливают воду, а зашламованную жидкость периодически вычерпывают желонкой.

Скорость бурения твердых пород зависит от шламового режима. Увеличение объемного веса зашламованной жидкости до 2 г/см^3 незначительно влияет на конечную скорость падения снаряда. При дальнейшем увеличении объемного веса скорость падения значительно уменьшается, а с этим связано существенное снижение силы удара и, следовательно, скорости бурения. Скорость падения снаряда и производительность ударного бурения существенно снижаются также при увеличении высоты столба шлама до 3—4 м. Уменьшить высоту столба шлама и объемный вес жидкости возможно, добавив в скважину воду и периодически производя ее чистку. При бурении скважин с притоком грунтовых вод объемный вес зашламованной жидкости можно регулировать периодическим расхаживанием бурового снаряда (подъем и опускание его 2—3 раза на высоту 2—4 м). В скважинах, где нет поступления грунтовых вод, густоту зашламованной жидкости регулируют периодическим подливом воды: вначале рейса (долбления) 8—12 л, затем по мере зашламования жидкости воду добавляют порциями, в зависимости от скорости бурения и требуемой вязкости жидкости. Перед чисткой скважины рекомендуется влить сразу 20—30 л воды и

шлам тщательно перемешать расхаживанием снаряда. При объемной массе пород около 2,5 т/м^3 рекомендуется поддерживать плотность пульпы (смеси воды с частицами разрушенной породы) около 1,5—1,7 кг/л, высоту пульпы (при поднятом инструменте) — около 3—3,5 м. С целью уменьшения плотности пульпы перед началом нового рейса необходимо доливать в скважину следующее количество воды:

Номинальный диаметр скважины, мм	150	200	250	395
Количество доливаемой воды, л	20—30	30—50	50—70	90—100

С точки зрения полноты извлечения пробы при плотности пульпы 1700 кг/м^3 условную вязкость ее рекомендуется поддерживать в пределах 22—25 с.

Величина углубки за рейс является одним из основных параметров бурового процесса при разведке россыпных месторождений, оказывающих значительное влияние на качество отбираемых проб и производительность труда. В настоящее время бурение скважин при разведке россыпных месторождений осуществляется с интервалами углубки за рейс, равными 0,2; 0,4—0,5 и 1,0 м. В ходе анализа выявлено, что при интервале углубки за рейс 0,2 м обеспечивается наиболее полное извлечение породы и металла с минимальной растяжкой пласта. Поэтому опробование продуктивной толщи необходимо производить укороченными рейсами, что значительно повышает качество отбора проб. Кроме того, при интервале бурения 0,2 м извлекается проба, состоящая из более крупных фракций. Однако при проходке пустых пород целесообразно увеличивать интервал углубки за рейс до 0,5—1,0 м, так как в этом случае за счет сокращения вспомогательных операций достигается повышение рейсовой скорости бурения.

Интервал забивки обсадных труб. В практике геологоразведочных работ по разведке талых россыпных месторождений при технологической схеме бурения в трубах существует мнение, что забивку обсадных труб в целик целесообразно осуществлять на возможно больший интервал, после чего следует переходить к разбуриванию и опробованию поступившей в них породы. Рациональным, однако, является соответствие интервала забивки обсадных труб интервалу опробования. Тогда относительный объем извлекаемой пробы значительно выше и составляет при рейсе 0,2 м почти 90 % от расчетного ее объема. При неограниченном интервале забивки труб объем извлеченной пробы при той же величине углубки составляет, как показывает опыт работ, до 60 % от расчетного. С увеличением углубки за рейс процент извлечения породы еще больше снижается.

Отбор проб и очистку скважины осуществляют с помощью желонок Р-8Ж-4У. Перед началом желонения в скважину заливают 10—20 л воды. Опущенную желонку после трех — пяти ходов поршня поднимают на поверхность в воронку разгрузочного устройства. Желонение считается законченным, когда желонка поднята пустой; ее обмывают над разгрузочным устройством. Для полной очистки скважины от шлама

желонку необходимо опускать в нее 3—4 раза. При бурении в пределах опробуемого интервала желонку обмывают водой в устье скважины и в разгрузочном устройстве. Для этого в предпоследнем желонении желонку снаружи обмывают в устье скважины, когда шток выйдет из нее на 0,5—1,0 м. В последнем желонении в окна желонки, как только они появятся над скважиной, заливают 8—10 л воды для внутреннего ее обмывания. По окончании желонения нижнюю часть желонки обмывают в разгрузочном устройстве. Перед вторым и последующим желонением в скважину необходимо заливать 10—20 л воды.

Зимой желонку обогревают на всю длину. Особое внимание обращается на соответствие объема поднятой породы теоретическому. В случае резких отклонений объема поднятого грунта от теоретического принимают меры по устранению причин расхождения (проводят глинизацию скважины или переходят на бурение с трубами).

Колонковое бурение скважин большого диаметра используют при сооружении разведочных и заверочных скважин на месторождениях золота и алмазов, скважин для водоснабжения и дренажа, под кондукторы глубоких нефтяных и газовых скважин, а также под фундаменты и опоры глубокого заложения. Диаметры таких скважин могут быть более 0,5 м, а глубина — до 600—800 м.

Для бурения применяют разнообразный технологический инструмент, в состав которого входят колонковые снаряды с различными устройствами и приспособлениями для отделения керна, извлечения его из скважины, чистки скважин от шлама и кусков породы. В качестве породоразрушающего инструмента используют как твердосплавные резцовые коронки, так и коронки со смонтированными на них шарошками. В зарубежной практике для армирования коронок большого диаметра применяют вставки из композиционных материалов повышенной твердости.

Прямую промывку осуществляют при сооружении скважин таких диаметров, где скорость восходящей струи достаточна для выноса разрушенной породы на поверхность. Затем промывочная жидкость по желобам направляется в очистную систему и после очистки от шлама возвращается для дальнейшей циркуляции. При некотором увеличении диаметра ствола прямая промывка дает удовлетворительные результаты при установке на верхней части бурового оборудования шламоулавливающего приспособления, обычно представляющего собой емкость (шламовую трубу), куда оседают более тяжелые фракции шлама. В качестве промывочной жидкости в настоящее время используют глинистые растворы или техническую воду с различными добавками.

Наибольшее распространение в России и странах СНГ для разведки россыпных месторождений золота и месторождений алмазов получили колонковые снаряды и коронки, выпускаемые Тульским НИГП.

Колонковый снаряд большого диаметра, показанный на рис. 13.1, состоит из коронки *1*, кернорвателя *2*, колонковой трубы *3* и переходника *4*. Срыв и удержание керна в этих снарядах осуществляется

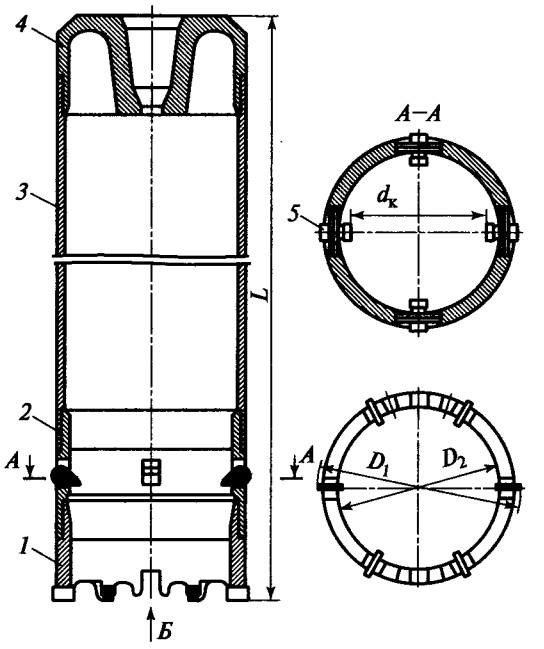


Рис. 13.1. Колонковый снаряд

четырьмя заклинивающими элементами *5*, установленными в корпусе кернорвателя на цилиндрических осях. Характеристики этих снарядов приведены в табл. 13.1.

Для указанных колонковых снарядов предназначено несколько типов буровых коронок. С использованием этого инструмента пробурено более 15 тыс. м скважин глубиной от 5—30 (россыпи золота) до 200—300 м и более (месторождения алмазов) по талым и многолетнемерзлым породам III—VIII категорий буримости (по классификации для колонкового бурения) в Якутии, Архангельской обл., Киргизии, на Алтае и в других регионах. При этом были использованы буровые установки ЗИФ-650М, ЗИФ-1200 МР, 1БА-15В, УРБ-3АМ и др. В зависимости от типа коронок, геолого-технических условий и правильности выбранных режимов бурения проходка на коронку достигает 40—80 м и более. Механическая скорость бурения в зависимости от категории пород по буримости колеблется от 3—5 до 14—20 м/ч, углубка за рейс составляет от 1,0 до 3,5 м.

Шарошечный породоразрушающий инструмент разработан для колонкового бурения скважин больших диаметров в породах средней твердости установками колонкового бурения УКБ-0,8 (конструкция ЦНИГРИ), БШК-1250 (конструкция Гидропроекта) и УКБ-1250 (конструкция МГРИ).

Таблица 13.1. **Колонковые снаряды большого диаметра**

Наименование показателя	Тип снаряда		
	БС-168	БС-219	БС-273
Колонковая трубы			
Диаметр, мм:			
наружный	168	219	273
внутренний	150	201	255
Длина, мм	2000—3000	1500—2000	1500—2000
Масса, кг	70—105	70—93	88—117
Коронка			
Диаметр, мм:			
наружный	172	224	278
внутренний	144	188	242
Высота, мм	105	115	115
Число резцов (пластинок твердого сплава), шт.	6	6—8	8—12
Форма пластинок	02251	02271	02271; 02251
Резьба (специальная трапецеидальная), мм:			
длина	45	45	45
шаг	10	10	10
Масса, кг	2,5	4,5	10,0
Кернорватель			
Диаметр, мм:			
наружный	172	224	278
внутренний	144	188	242
Масса, кг	4,7	5,9	13,5

Шарошечные колонковые буры УКБ-1250, УКБ-0,8 и БКШ-1250 имеют в основном однотипную конструкцию и состоят из цилиндрического корпуса со шламоприемником в верхней части и шарошками, размещенными на лапах, присоединенных к торцовой части бура. Стенки корпуса бура делают одинарными или двойными. Между шламоприемником и корпусом устанавливают сплошную перегородку, в центре которой закреплена труба с фланцем или муфтой для соединения с колонной бурильных труб.

В колонковом буре УКБ-1250 в нижней части корпуса закреплено кольцо, в котором размещены гидроцилиндры керноотделительного устройства, а в двойных стенках корпуса запрятаны трубопроводы гидросистемы.

В колонковом буре БКШ-1250 стенки корпуса выполнены одинарными, а лапы с шарошками прикреплены к короночному кольцу, которое посредством заклепок прикреплено к корпусу колонкового бура. Лапы присоединены к буру либо болтами, либо посредством сварного шва.

Особенностью колонкового бура УКБ-0,8 является размещение в нижней и верхней частях его центрирующих шарошек, обеспечивающих устойчивое положение его в скважине. Центрирующие шарошки создают более спокойный режим работы шарошек и их опор, повышают время их работы на забое за счет уменьшения динамической составляющей осевой нагрузки.

Параметры режима бурения этим инструментом определяются в основном величиной предельно допустимой нагрузки на опору и условиями вращения колонны бурильных труб в скважине большого диаметра. Допустимая нагрузка на опору шарошки бура БКШ-1250 не превышает 20 кН. Следовательно, общая осевая нагрузка при шести установленных шарошках не должна превышать 120 кН.

Исходя из условия обеспечения нормальной работы бурильной колонны, скорость вращения колонкового бура рекомендуется принимать в пределах 10—40 об/мин. При шарошечном бурении расход промывочной жидкости, обеспечивающий достаточную очистку скважины, зависит от величины зазора между короночным кольцом и забоем. Так, при величине зазора 10—20 мм и расходе 5 л/с обеспечивается хороший вынос шлама в шламоприемник.

Более эффективны колонковые буры, используемые в установке УМБ-20А. Это модификация УБСР-25М для бурения скважин диаметром до 700 мм и глубиной до 20 м в многолетнемерзлых породах с очист-кой забоя воздухом. Буровая установка комплектуется шарошечным (рис. 13.2) и пневмоударным (рис. 13.3) бурами.

Шарошечный бур предназначен для бурения скважин в многолетнемерзлых отложениях с небольшим включением валунно-галечного материала. Бур представляет собой корпус сварной конструкции в виде двойной колонны труб, имеющей в верхней части фланец, а в нижней — башмак, оснащенный двухшарошечными долотами.

В корпусе бура монтируется механизм подрезки и удержания керна. Усилие подрезки керна передается от гидроцилиндра, встроенного в вертлюг-сальник оригинальной конструкции, через систему толкателей, смонтированных в бурильных трубах. В выдвинутом (рабочем) положении резцы при подъеме бура над забоем открывают керн и удерживают его при подъеме.

Пневмоударный бур, предназначеный для бурения валунов и коренных пород, оснащен четырьмя серийными пневмоударниками П-105. Корпус бура и подрезное устройство аналогичны используемым в конструкции шарошечного бура. Оба оснащены откидными шламосборниками. Для обеспечения очистки забоя скважины и работы пневмоударников установка УБМ-20А комплектуется двумя компрессорами НВ-10 с производительностью до 10 $м^3$/мин каждый, соединенных в одну линию.

Бурение с расширением стволов скважин до требуемого проектным заданием диаметра, особенно в твердых породах, является сложным и энергоемким процессом, но в некоторых случаях достаточно эффективным.

Так, технология бурения вентиляционных скважин большого диаметра глубиной до 250 м в твердых породах с помощью геологоразведочного оборудования и инструмента разработана и реализована в Таджикистане. Станком ЗИФ-1200А специальными долотами-расширителями пробурены две вентиляционные скважины диаметром 590/425 мм в породах VIII—X категорий по буримости по следующей технологии.

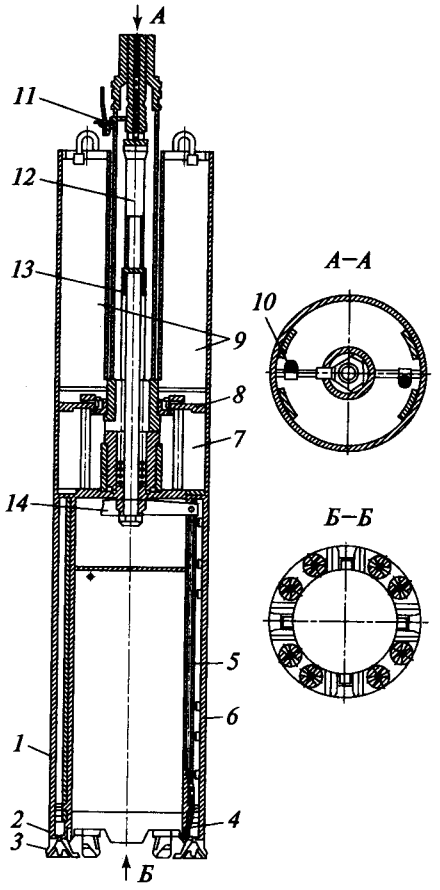


Рис. 13.2. Шарошечный бур:

1 — корпус; *2* — башмак; *3* — двухшарошечные долота; *4* — подрезной нож; *5* — шток; *6* — герметическая крышка; *7* — ресивер; *8* — крышка ресивера; *9* — шламосборник; *10* — палец; *11* — замок; *12* — центральный толкатель с гребенкой; *13* — возвратная пружина; *14* — крестовина

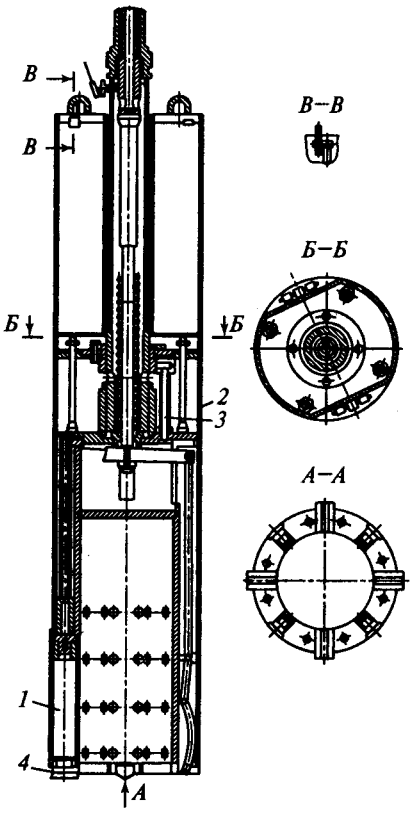


Рис. 13.3. Пневмоударный бур:

1 — пневмоударник; *2* — рессивер; *3* — воздухопроводящий канал; *4* — долото

Долоторасширитель, конструкция которого показана на рис. 13.4, состоит из корпуса, в нижнюю часть которого ввернут переходник длиной до 2 м и долото типа К, ТК или ТКЗ диаметром 215,9 мм, а по бокам на двух уровнях различного диаметра закреплены с помощью сварки четыре и шесть секций трехшарошечных долот одного из названных типов. Для бурения пород IX—X категорий используют нижние ступени долота. Вершины конусов секций двух верхних ступеней попадают в разбуренное пространство, поэтому расширение

скважины производится средними и периферийными венцами секций долота. Секции шарошек чередуются таким образом, чтобы была обеспечена равномерная обработка всей площади забоя скважины.

После проходки шурфа и установки кондуктора в его центре долотом $d = 215{,}9$ мм с центратором забуривают опережающую скважину. Тип долота определяют в зависимости от твердости пород. После углубки скважины на 10—15 м это долото извлекают и опускают трехсекционное ($d = 215{,}9/425/590$ мм), которым бурят породы до VIII категории включительно. Опережающая скважина разбуривается до 3/4 ее длины, затем с помощью долота $d = 215{,}9$ мм породу измельчают, скважину очищают от скопившегося в ней крупного шлама и бурят следующий интервал протяженностью 10—15 м. Далее опять производят бурение долотом-расширителем и описанные циклы повторяют до выхода более твердых пород, где применение трехступенчатого долота-расширителя неэффективно. Пробуренный интервал крепят трубами 530×7 мм, в которые методом погружения доливается раствор (в нижней части труб устанавливается деревянная пробка) и цементируется.

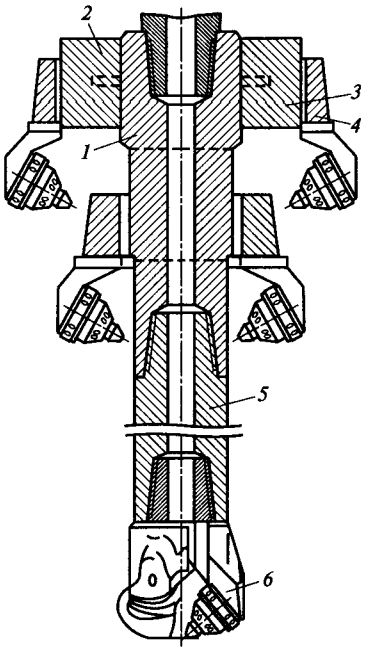


Рис. 13.4. Долоторасширитель:

1 — корпус; *2* — брусок $100 \times 100 \times 60$ мм; *3* — брусок $100 \times 80 \times 60$ мм; *4* — секции трехшарошечного долота; *5* — переходник-центратор; *6* — трехшарошечное долото

Бурение пород IX—X категорий начинают инструментом $d = 215{,}9$ мм типа К или ТК. Опережающую скважину бурят с помощью долота-расширителя $d = 215{,}9$ мм с центратором. Циклы бурения и расширения чередуются до достижения проектной глубины. При этом рекомендуется сохранять глубину опережения 8—10 м с целью создания аккумулирующего пространства для осыпающихся при разбурке породы и шлама из раствора. Пробуренный интервал также крепят трубами и цементируют.

Эффективная технология расширения стволов скважин в мягких породах разработана в Тульском НИГП. Одним из путей существенного сокращения затрат на получение представительных проб увеличенного объема при обеспечении возможности бурения скважин серийно выпускаемыми установками является расширение до нужного размера ствола «рядовой» скважины в зоне продуктивного пласта с помощью расширителей-пробоотборников. Эта технология применима и при сооружении геотехнологических скважин.

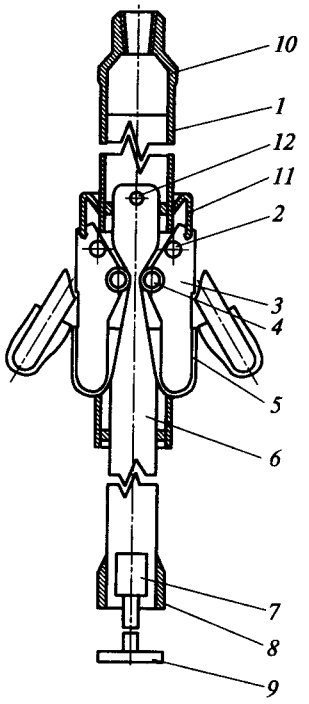


Рис. 13.5. Расширитель-пробоотборник

Расширитель и пробоотборник для отбора представительной пробы увеличенного объема должны обеспечивать возможность отбора пробы не только в заданном интервале, но и строго заданной формы и объема, а также обеспечивать надежное транспортирование пробы на поверхность. Указанным требованиям наиболее полно отвечают технические средства, включающие собственно расширитель-пробоотборник и дополнительные пробоотборники (ПС и ПСП).

Расширитель-пробоотборник, представленный на рис. 13.5, состоит из корпуса *1*, к которому шарнирно на осях *2* прикреплены расширительные лопасти *3*, снабженные роликами *4*. Режущие концы лопастей *5* армированы твердым сплавом. Внутри корпуса находится подвижный клин-шток *6*. В нижней части клин-шток выполнен в виде незамкнутой скобы *7* с накидной втулкой *8*.

С помощью этих устройств к клину-штоку присоединена опорная стойка с пятой *9*, которая в зависимости от условий работы может быть заменена шламосборником. В верхней части корпуса расширитель снабжен переходником (муфта замковая) *10*, с помощью которого он крепится к колонне бурильных труб. Внутри корпуса расширителя над верхней частью клина-штока установлена возвратная пружина *11*, удерживающая клин-шток в нижнем транспортном положении. Палец *12* клина-штока, опираясь на перемычку в корпусе, удерживает клин-шток с опорным устройством на весу при спуске расширителя в скважину и подъеме из нее.

Расширитель в собранном виде на колонне бурильных труб опускают в скважину и устанавливают на забой. Для предотвращения преждевременного случайного раскрытия лопастей при спуске в скважину лопасти стягивают проволочным хомутом (на рисунке не показано).

При достижении забоя включается вращение снаряда и создается осевая нагрузка, под действием которой корпус с лопастями опускается вдоль клина-штока, сжимая пружину. При этом лопасти, накатываясь роликами на клиновидные поверхности клина-штока, разрывают проволочный хомут (если он был установлен), расходятся в стороны и выводятся в рабочее положение. При дальнейшем движении вниз ролики, накатываясь на параллельные грани клина-штока, фиксируют лопасти в одном положении на весь интервал расширения, чем обеспечивается постоянный диаметр разбуриваемой скважины.

Подачу бурового снаряда с вращением осуществляют до полного образования цилиндрической каверны в продуктивной зоне на весь интервал опробования. Разрушенный материал собирается на забое. По окончании расширения расширитель без вращения извлекают из скважины. При подъеме корпуса пружина, разжимаясь, выталкивает клин-шток до тех пор, пока ролики, перекатываясь по параллельным граням клина-штока, не попадут в его клиновидную самую узкую часть, позволяя лопастям убраться в исходное (транспортное) положение, а клин-шток, опираясь пальцем о перегородку в корпусе, повиснет на ней. На поверхности расширитель очищают от шлама, собирая его для опробования, отсоединяют от колонны бурильных труб, присоединяют к ним пробоотборник скважинный и производят очистку скважины от разбуренной породы.

При незначительной мощности пласта возможна замена опорной стойки с пятой на специальный шламосборник. В этом случае разбуриваемая расширителем порода собирается в шламосборник и поднимается на поверхность после завершения цикла расширения.

Пробоотборник состоит из корпуса *1*, к нижней части которого присоединены башмак *2* и опора *3* (рис. 13.6). Башмак снабжен режущими лопастями *4*, установленными под определенным углом и шарнирно закрепленными клапанами *5*, которые через шарнирно-стержневую систему, включающую толкатель *6* и шток *7*, соединены с ведущей квадратной втулкой *8*, взаимодействующей с головным переходником *9*. Ведущая втулка жестко связана с замковой муфтой *10*.

Пробоотборник работает в пробуренной скважине после того, как определенный интервал продуктивного пласта расширен расширителем и продукты разрушения осели на забой. Замковой муфтой пробоотборник присоединяется к колонне бурильных труб и опускается в скважину. При этом клапаны удерживаются в закрытом состоянии. При достижении забоя пробоотборник опирается на него лопастями башмака, а подвижная система, включающая муфту замковую, ведущую втулку, шток и толкатели, опускается вниз и открывает клапаны. Включают вращение и прикладывают небольшую осевую нагрузку, при этом разрушенная порода заполняет корпус. После заполнения пробоотборника вращение выключают и поднимают его на поверхность. Вначале поднимают подвижную систему, принудительно закрывая клапаны. На поверхности пробоотборник устанавливают на твердое

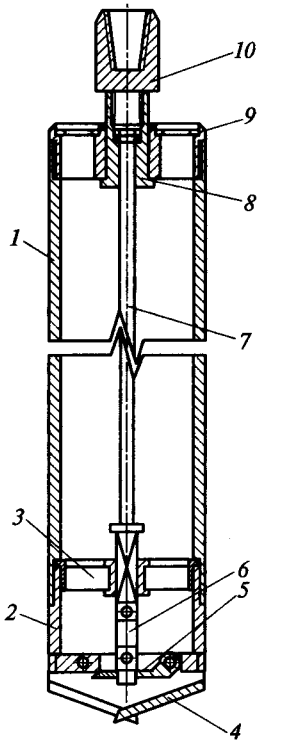


Рис. 13.6. Пробоотборник скважинный ПС

основание (шламоприемник), подвижную систему опускают, принудительно открывая клапаны, и пробоотборник разгружается от шлама. После разгрузки пробоотборник промывают чистой водой.

Реактивно-турбинное бурение (РТБ) — один из наиболее перспективных способов сооружения скважин большого диаметра и шахтных стволов. Реактивно-турбинные буровые агрегаты находят все более широкое применение в России и за рубежом.

Во ВНИИ буровой техники выполнен значительный объем научно-исследовательских работ, определивших теоретические основы технологии реактивно-турбинного бурения. Создан ряд конструкций забойных буровых машин планетарно-турбинного (реактивно-турбинного) бурения, успешно выполнявших сооружение скважин большого диаметра и шахтных стволов. Планетарно-турбинные буровые агрегаты разрушают забой долотами, совершающими сложное, планетарное движение: долота вращаются вокруг своих осей (относительное движение) и вместе с траверсой вокруг продольной оси агрегата (переносное движение). В большинстве случаев бурения большими диаметрами каждое из этих движений осуществляется от раздельных приводов: относительное от турбобуров (каждое долото от отдельного турбобура), переносное — от ротора на поверхности через бурильные трубы.

Значительным преимуществом реактивно-турбинных буровых агрегатов (РТБ) является разрушение породы на всей площади забоя с одновременным ее удалением из ствола с помощью промывки, что обеспечивает непрерывность процесса углубки скважины или ствола шахты. Применение в конструкции агрегатов РТБ стандартных узлов (турбобуров, шарошечных долот) значительно упрощает и снижает затраты при их изготовлении и эксплуатации. Общая схема установки для реактивно-турбинного бурения приведена на рис. 13.7.

Теоретически установками РТБ можно бурить стволы скважин и шахт любой глубины. Практически при современной технологии ими возможно бурение стволов до глубины 500—1000 м.

Забойные агрегаты РТБ в зависимости от типа применяемого при бурении инструмента используют при бурении горных пород любой твердости. Штыревые шарошечные долота позволяют бурить породы с коэффициентом крепости $f = 12-16$.

Принципиальная конструктивная схема реактивно-турбинного забойного бурового агрегата приведена на рис. 13.8. Агрегат состоит из турбобуров, жестко соединенных в единую конструкцию с помощью траверсы, хомутов и продольных стяжек. Траверса соединена с колонной бурильных труб переводником, а с турбобурами с помощью ниппелей. На выходных валах турбобуров через переводники крепятся шарошечные долота. Агрегат РТБ получает общее вращательное движение от бурильной колонны, вращаемой ротором. Вращательное движение агрегата достигается также за счет реактивного действия струй жидкости, выходящих из турбобуров.

Вращение шарошечных долот создается промывочной жидкостью, подаваемой в турбобур под давлением и вызывающей вращение вала

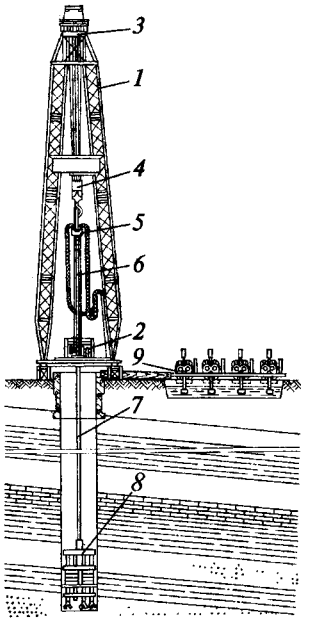


Рис. 13.7. Установка с агрегатом РТБ:

1 — вышка; *2* — буровая лебедка; *3* — кронблок; *4* — талевый блок; *5* — вертлюг; *6* — квадратная штанга; *7* — бурильная колонна; *8* — агрегат РТБ; *9* — грязевые насосы

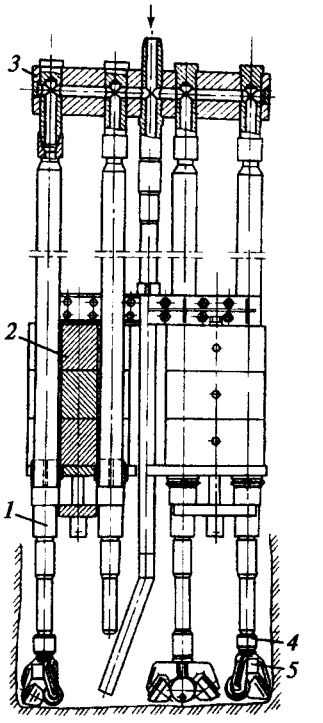


Рис. 13.8. Реактивно-турбинный агрегат:

1 — турбобур; *2* — грузы-утяжелители; *3* — траверсы; *4* — переводник; *5* — долото

турбобура. Для увеличения осевой нагрузки на шарошечные долота на агрегате устанавливают грузы-утяжелители. Породоразрушающий инструмент РТБ в результате вращения вокруг своей оси и общего вращения вокруг центра забоя ствола приобретает планетарное движение. Рабочие элементы долот (зубки шарошек) движутся по отношению к плоскости забоя по гипоциклоидам, разрушая породу у стенок ствола и на внутренней площади у центра забоя. При таком характере работы инструмента происходит равномерный износ зубьев. Стойкость долот может быть повышена за счет применения оптимальных режимов работы зубков долота, разрушающих породу. Основными режимными параметрами при бурении являются осевая нагрузка на долото, окружная скорость вращения шарошек, а также расположение и форма лезвий зубков. Чем тверже порода, тем большей должна быть осевая нагрузка и тем меньшей скорость вращения шарошки. При выборе форм, расположения зубков (штырей) долота необходимо учитывать дей-

ствие всех сил, возникающих при бурении. Особенно ускоряют затупление зубков наличие волочения их и недостаточная величина осевой нагрузки. При исключении этих недостатков стойкость долот значительно повышается. В настоящее время при бурении реактивно-турбинным способом применяют шарошечные долота специальной конструкции, разработанные ВНИИБТ. К таким относят унифицированные трехшарошечные долота, предназначенные для бурения крепких пород диаметром 394, 445, 490 мм, армированные твердосплавными зубками со сферическими головками, выступающими над поверхностью корпуса шарошки на 6 мм. Характерной особенностью реактивно-турбинного бурения является высокая вертикальность стволов (отсутствие искривлений). Установками реактивно-турбинного бурения пройдено много вентиляционных, вспомогательных и разведочных стволов шахт. В последние годы реактивно-турбинное бурение все больше применяют при проходке нефтяных и газовых скважин увеличенного диаметра, обеспечивая удовлетворительные технико-экономические показатели.

13.2. Сооружение скважин-каналов для трубопроводов и инженерных коммуникаций

Скважины-каналы для трубопроводов и других инженерных коммуникаций (без вскрытия поверхности) прокладывают как невращательными способами (проколом, продавливанием, проталкиванием), так и бурением. Каждый из этих способов имеет свои достоинства, недостатки и свою рациональную область применения. Классификация их по принципу разрушения массива и характеру приложения нагрузок приведена в табл. 13.2, а схемы образования полостей представлены на рис. 13.9.

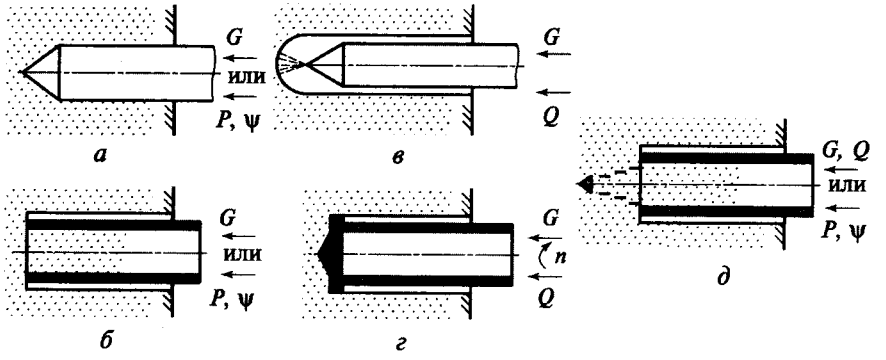


Рис. 13.9. Способы разрушения породы при формировании скважины-канала:

а — радиальное уплотнение породы (прокол); *б* — разрушение породы продавливанием с периодическим ее выносом; *в* — проталкивание с предварительным гидроразмывом и выносом породы; *г* — бурение с выносом породы; *д* — проталкивание и продавливание труб в устойчивых и мерзлых породах. *G* — статическое усилие (осевая нагрузка); *P* — ударная нагрузка с определенной частотой Ψ (вибратор, вибромолот, пневмоударник); *n* — усилие вращения инструмента; *Q* — напор воды или воздуха для разрушения породы, создания ударной нагрузки и выноса продуктов разрушения из скважины

Таблица. 13.2. **Классификация способов сооружения скважин-каналов**

Принцип и способ проходки	Вид и действие прикладываемой нагрузки	Условия применения способа
Радиальное уплотнение породы (прокол):		
статический	Проходка вдавливанием трубы в породу статически приложенной силы, направленной вдоль трубы	Пересечение искусственных препятствий: авто- и железных дорог, зданий и промышленных сооружений
вибрационный	Вдавливание трубы за счет вынужденных колебаний и статически приложенной силы	
ударный	Погружение трубы в породу за счет силы ударного воздействия вибромолота, пневмопробойника	
Принудительная разработка и эвакуация породы внутри внедряемой трубы (продавливание):		
статическое	Проходка вдавливанием трубы в породу статически приложенной силы	
вибрационное	Проходка вдавливанием трубы в породу за счет вынужденных колебаний и статически приложенной силы	
ударное	Погружение трубы в породу за счет ударного воздействия вибромолота, пневмопробойника	
статический прокол ударное продавливание	Погружение трубы в породу за счет статически приложенной силы и ударного воздействия пневмопробойника	То же, в многолетнемерзлых породах
Опережающая разработка породы с сооружением скважины:		
проталкивание с гидроразмывом	Продвижение трубы по скважине, образуемой за счет размыва горной породы и транспортирования разрушенной породы потоком жидкости	Вибрационный прокол; проталкивание с образованием лидерной полости тепловым потоком в многолетнемерзлых породах; пересечение естественных преград, в частности водных
бурение	Продвижение трубы по скважине, образуемой за счет статической силы и крутящего момента и транспортирования разрушенной породы потоком жидкости либо механическими способами	

Способ статического прокола породы заключается во вдавливании в породу металлической трубы, снабженной на забойной части конусным наконечником. Наконечник уплотняет породу в радиальном направлении, образуя вокруг продвигающейся трубы уплотненную зону,

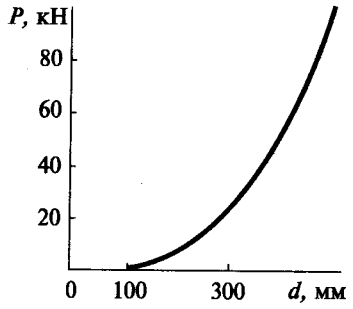


Рис. 13.10. Зависимость лобового сопротивления горной породы при проколе от диаметра наконечника

величина радиуса которой зависит от свойств породы и диаметра наконечника.

Поскольку при смещении и уплотнении породы в процессе прокола часть ее находится в области упругих деформаций, она обжимает трубу значительным усилием, вызывая возникновение сил трения по ее боковой поверхности.

Таким образом, при проколе возникают два вида сопротивления пород: 1) лобовое — сопротивление породы внедрению в нее конусного наконечника (сопротивление породы уплотнению); 2) боковое — вызванное силами трения горной породы о боковую поверхность трубы.

Лобовое сопротивление (рис. 13.10) возникает с момента углубления в грунт конусного наконечника, по мере внедрения которого порода уплотняется и раздается в стороны наконечником. При этом сопротивление внедрению растет. Сила лобового сопротивления в определенный момент времени достигает своего максимального значения и остается постоянной в течение всей углубки (при условии, что порода однородна). Только в самом ее конце, когда конусный наконечник приближается к месту выхода на дневную поверхность, лобовое сопротивление уменьшается до нуля в связи с началом выпучивания грунта в месте выхода наконечника.

Боковое сопротивление (сопротивление сил трения) при статическом проколе непрерывно возрастает по мере погружения трубы в породу и в конце углубки достигает своей максимальной величины.

Схема общих сил сопротивления горной породы проколу по мере углубки скважины-канала показана на рис. 13.11. На участке $O-a$

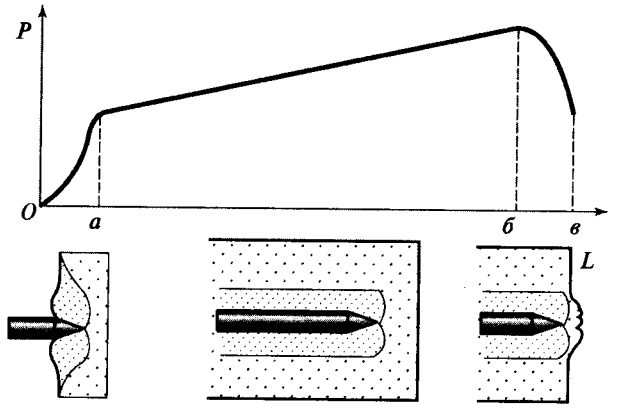


Рис. 13.11. Изменение сил сопротивления P горной породы по длине скважины L при статическом проколе

происходит внедрение (забуривание) конусного наконечника, сопровождающееся ростом и стабилизацией сил лобового сопротивления. На этом участке рост сил сопротивления породы наиболее интенсивен. После того как лобовое сопротивление стабилизировалось, увеличение сил сопротивления породы происходит только за счет возрастания сил трения породы по боковой поверхности трубы — бокового сопротивления. В однородной породе при постоянной величине коэффициента трения и постоянном удельном обжатии трубы грунтом силы бокового сопротивления растут пропорционально длине погруженной в грунт трубы (участок $а-б$). Для уменьшения величины бокового сопротивления необходимо ограничивать зону обжатия трубы породой. Для этого забойный конусный наконечник выполняют несколько большего диаметра, чем диаметр трубопровода. Это ведет к образованию зазора между трубой и стенками скважины.

По мере выхода наконечника в приемный котлован сопротивление породы уменьшается на величину его лобовой составляющей (участок $б-в$).

Способ горизонтального прокола грунтовых препятствий при помощи статически приложенной силы является одним из наиболее простых и давно применяемых при бестраншейной прокладке труб. С его помощью обычно сооружают скважины-каналы диаметром до 300—400 мм. Усилия создают домкратами, лебедками или тракторами посредством блочно-талевой и якорной систем или упорной стенки.

Существует значительное число различных конструкций установок для осуществления статического прокола. Однако схема производства работ практически всегда неизменна и заключается в следующем. С обеих сторон прокладываемого участка, например железнодорожного полотна, отрывают рабочий и приемный котлованы длиной 8—13 и 2,5—4 м (рис. 13.12). Стенки рабочего котлована укрепляют, в нем размещают домкрат, направляющее устройство и укладывают звено трубы с наконечником. После его погружения наваривают следующее звено, продолжая эту операцию до выхода первого звена в приемный котлован на обратной стороне насыпи. Наращивание звеньев трубы производят сваркой. При этом используют домкраты (лебедки, тали, трактор и др.), автокран, сварочный генератор. В насосно-домкратных установках используют гидродомкраты с ходом штока 1150—1600 мм и нажимным усилием до 1700 кН. Гидравлические насосы в таких системах развивают давление до 1700 кН. Скорость углубки скважины-канала при статическом проколе составляет 6—12 м в смену. Для восприятия реактивных (отпорных) усилий в задней части котлована устраивают упорные стенки. При этом способе на вспомогательные работы (отрытие, укрепление котлована и сооружение упоров) затрачивается больше времени, чем на сам процесс прокола.

При динамическом ударном проколе на прокалывающий снаряд, кроме внешней статической силы, накладываются еще и продольные знакопеременные колебания, снижающие сопротивление трения. Создаваемые вибратором направленные колебания вдоль оси трубы уменьшают

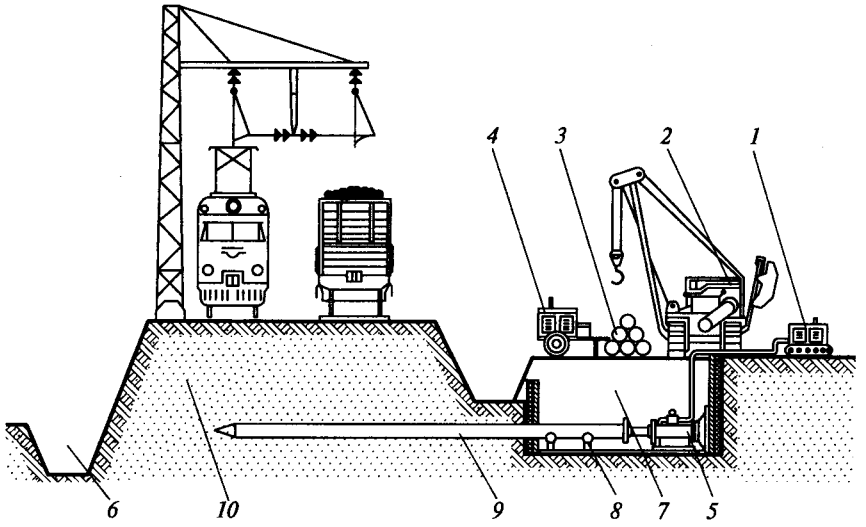


Рис. 13.12. Схема прокладки труб под насыпью железной дороги способом статического прокола:

1 — гидронасос домкрата; *2* — автокран; *3* — трубы; *4* — сварочный агрегат; *5* — гидродомкрат; *6* — приемный котлован; *7* — рабочий котлован; *8* — направляющие; *9* — прокалывающая труба; *10* — железнодорожная насыпь

силы бокового трения и содействуют более успешному преодолению лобового сопротивления, в результате чего скорость проходки возрастает в 6—8 раз, а необходимые напорные усилия снижаются в 8—10 раз по сравнению с проколом гидродомкратами. Вибрационный прокол более эффективен, чем статический, и требует меньших внешних усилий. Вибропрокол рекомендуется применять в песчаных, супесчаных и водонасыщенных горных породах, в которых невозможно получить устойчивую скважину и сопротивление трения проколу очень велико.

При сооружении скважины-канала способом вибрационного прокола к основному оборудованию, применяемому для прокола, добавляют вибратор, встроенный в рабочую головку (наконечник) или присоединяемый к наружному концу трубы (рис. 13.13).

Процесс вибропрокола осуществляется следующим образом. Трубу, снабженную конусным наконечником, диаметр которого превышает диаметр трубы на 15—30 мм, пропускают сквозь вибратор (имеющий сквозное центральное отверстие) так, чтобы ее наконечник уперся в переднюю стенку котлована. Затем тележку с вибратором устанавливают в крайнее заднее положение и соединяют вибратор с трубой с помощью специальных зажимов. После этого установку включают и начинают проходку. Под действием напорного усилия, создаваемого лебедкой и полиспастом, и направленных колебаний труба внедряется в грунт. Когда тележка достигает переднего края рамы, лебедку и вибратор выключают,

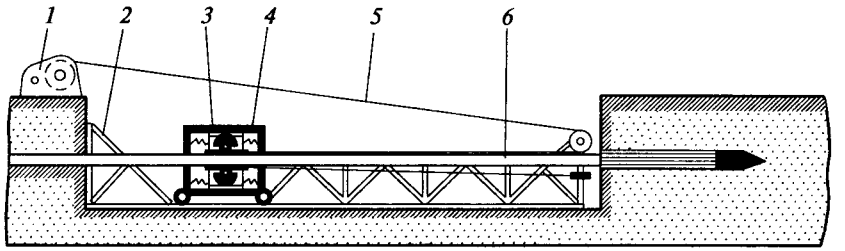


Рис. 13.13. Схема установки для вибропрокола:

1 — лебедка; *2* — направляющая рама; *3* — вибратор направленного действия; *4* — тележка; *5* — полиспаст; *6* — прокалывающая труба

трубу освобождают, разжимая захваты, передвигают тележку в заднее положение, вновь зажимают трубу, и цикл работ вновь повторяют необходимое количество раз до выхода наконечника в приемный котлован.

В горных породах I—III категорий по буримости для образования горизонтальных и наклонных скважин применяют пневмопробойник конструкции Новосибирского института горного дела (рис. 13.14). С его помощью в массиве проходят скважины диаметром 45—325 мм глубиной до 40 м. Пневмопробойник самодвижущийся. Ударник в нем наносит удары по наковальне и продвигает его вперед в массив, формируя скважину либо прокалывая установленной впереди трубой породу. Для возврата пневмопробойника к месту запуска при встрече с непреодолимым препятствием или при проходке «глухих» скважин он снабжен механизмом реверса.

К статическому продавливанию в отличие от способа прокола породы прибегают в случае сооружения горизонтальных скважин-каналов значительного диаметра (500 мм и выше), когда лобовое сопротивление при проколе становится значительным. Кроме того, при некотором диаметре трубы наступает такой момент, когда зона уплотнения выходит за пределы свободной поверхности. Внешне это проявв-

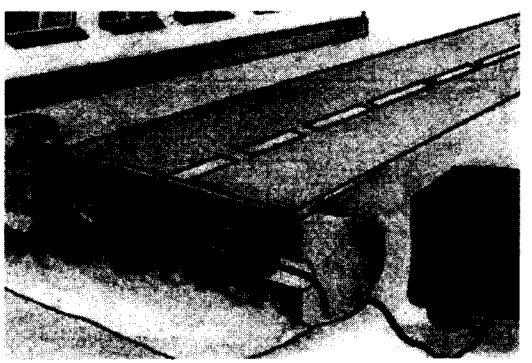


Рис. 13.14. Схема работы пневмопробойника

ляется во вспучивании поверхности и образовании трещин, что недопустимо.

Сооружение скважин способом продавливания не предусматривает существенного уплотнения породы, так как торец трубы не закрывается наконечником, а остается открытым. Основная масса породы входит внутрь трубы и лишь незначительная ее часть по кольцу подвергается уплотнению. Для снижения сопротивления силе трения на торце трубы размещены кольца несколько большего диаметра, чем основная труба. По мере заглубления трубы масса керна внутри ее постоянно увеличивается. Под действием поступающих в трубу новых порций горной породы находящийся в ней керн уплотняется и сила трения его о внутреннюю поверхность трубы возрастает. Наступает момент, когда керн в трубе настолько уплотняется, что движение его относительно трубы прекращается и у ее открытого конца образуется пробка. Дальнейшее продвижение трубы аналогично процессу прокола. Наступает так называемый свайный эффект, во избежание которого необходимо периодически удалять керн из трубы, что требует дополнительных трудовых затрат.

В качестве источника усилий для нагружения трубы при продавливании используют гидравлические домкраты (типа ГД170/1150; 2—8 шт.). Нагрузка на трубу при длине продавливания 40 м и диаметре труб 600—800 мм достигает 1400 кН, а при увеличении его до 1620 мм повышается до 3000 кН. Принципиальная схема этого процесса приведена на рис. 13.15.

Удаление керна из трубы во всех случаях продавливания является сложной задачей, особенно в трубопроводах малого и среднего (до 1000 мм) диаметров. Удаляют породу (керн) из трубы желонками,

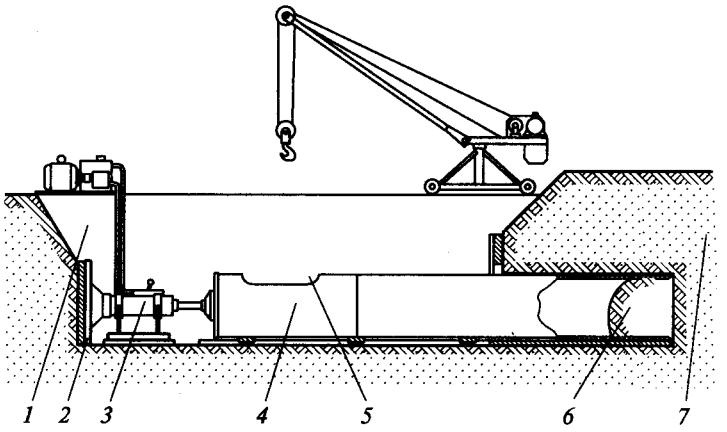


Рис. 13.15. Схема прокладки труб способом статического продавливания:

1 — рабочий котлован; *2* — упорная стенка; *3* — гидродомкрат; *4* — продавливающая труба; *5* — окно для выемки керна; *6* — керн; *7* — насыпь

специальными транспортерами, применением гидромониторных установок либо вручную при достаточном диаметре трубопровода.

Способ динамического продавливания с использованием вибрационных или виброударных нагрузок применяют для снижения сопротивления породы внедрению трубы.

Способ вибрационного продавливания заключается в том, что под действием направленной вибрации, создаваемой одним из известных механизмов, а также статического осевого усилия полая труба (колонковая) горизонтально внедряется открытым концом в грунт. Заполняющую ее породу извлекают. Принцип вибрационного погружения использовался при вибровакуумном сооружении горизонтальных скважин диаметром 219—630 мм на длину 20—25 м (рис. 13.16). Продавливание грунта осуществлялось стальной тонкостенной колонковой трубой, которая внедрялась под действием статического усилия и направленной вибрацией. Для создания вибрации применяли электрические вибраторы типа И-7, С-413 и С-414, жестко присоединяемые к трубе.

Статическое усилие создавали специальными нажимными трубами, передающими на колонковую трубу усилие от тяговой лебедки. Кроме того, в комплект установки входил вакуум-насос, который при продавливании поддерживал определенное разрежение во внутренней полости колонковой трубы, что обеспечивало дополнительное статическое усилие.

Процесс сооружения скважины-канала этим способом протекает следующим образом. Вибровакуумную колонковую трубу с помощью лебедки и штанг прижимают открытым концом к породному массиву, и внутри нее образуется замкнутое пространство. Включают вакуум-насос, который откачивает из нее воздух. При этом атмосферное давление начинает действовать на ее дно с силой, пропорциональной площади данной части и степени разрежения. Одновременно с вакуумиро-

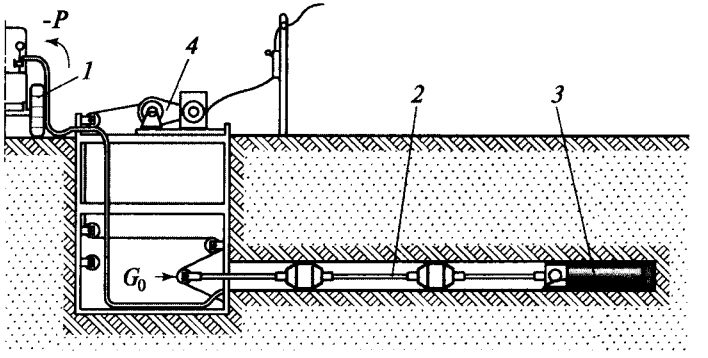


Рис. 13.16. Схема вибровакуумного сооружения скважины продавливанием:

1 — вакуумный насос; *2* — нажимные трубы с центраторами и электрокабелем; *3* — колонковая труба с вибратором; *4* — лебедка; G_0 — осевое усилие; *P* — сила вакуума

ванием колонковая труба подвергается действию вибрации. Ее продвижение сопровождается образованием в ней керна, максимальная длина которого составляет 0,3—1,5 м (в зависимости от категории пород и диаметра трубы). После того как колонковая труба внедрится на полную свою длину, выключают вибратор и ее извлекают из скважины вместе с керном. После освобождения трубы от керна цикл повторяют.

Для бурения мерзлых горных пород применяют комбинированные способы сооружения скважин-каналов, снабженные специальными установками с разрушением забоя и удалением разрушенной горной породы на дневную поверхность в отвал. Разрушение горной породы в существующих установках производят механическими инструментами режущего, скалывающего и ударного типов. Разрушенный грунт удаляют шнеками, пневмотранспортом или желонками.

В устройствах для прокладки трубопроводов (рис. 13.17, 13.18) образование горизонтальной скважины осуществляют одновременно двумя способами: проколом горной породы в центральной части и продавливанием в периферийной.

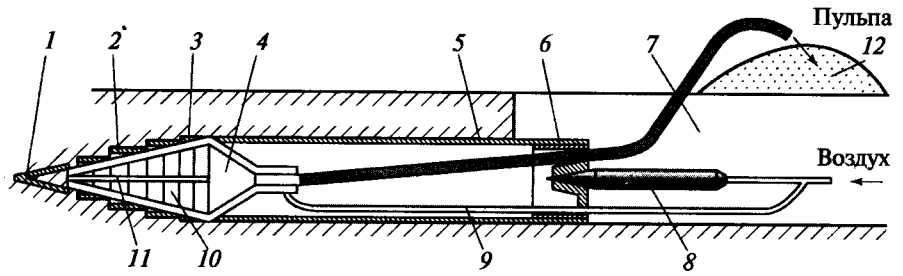


Рис. 13.17. Пневмоударная установка для проходки скважин в мерзлых породах

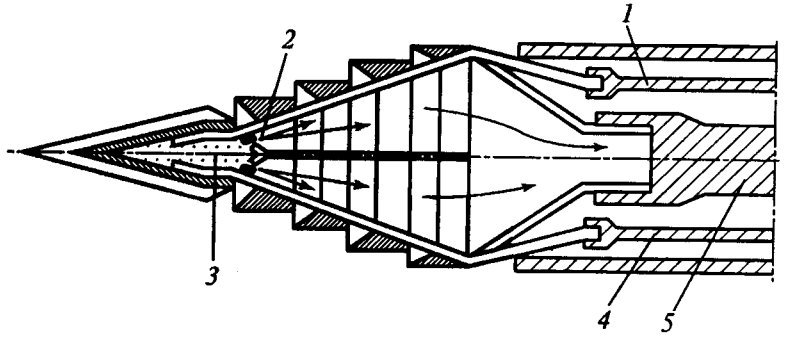


Рис. 13.18. Наконечник с термическим нагревом:
1 — трубопровод для горючего; *2* — сопла; *3* — камера сгорания; *4* — трубопровод для окислителя; *5* — породопровод

Устройство содержит рабочий орган и породопровод. Рабочий орган состоит из двух совмещенных основанием конусных камер. Передняя камера, обращенная в сторону пробиваемого массива, выполнена из кольцевых ножей *2*, которые размещены на расходящихся из вершины конуса ребрах *11*. Кольцевые ножи смещены один относительно другого в осевом и радиальном направлениях и образуют кольцевые щели *3*. В вершине переднего конуса на ребрах размещен полый наконечник со сплошной боковой поверхностью. Между ним и первым от наконечника ножом также оставлен кольцевой зазор. К основанию переднего конуса своим основанием примыкает задний усеченный конус с подсоединенным к нему породопроводом *6*, по которому с помощью воздушного потока транспортируется разрушенная порода. К основанию заднего конуса *4* присоединена своим торцом прокладываемая труба *5*. Другой ее торец через жесткий элемент связан с пневмоударником *8*.

Для прокладки трубопровода в массиве отрывается необходимых размеров котлован *7*. Рабочий орган с первой секцией прокладываемого трубопровода и пневмоударником укладывают на дно котлована. При подаче сжатого воздуха пневмоударник наносит удары по жесткому элементу, соединяющему его с трубой *5*, и забивает наконечник *1* в массив. Происходит радиальное уплотнение грунта, и рабочий орган начинает внедряться в горную породу по принципу прокола. Уплотненная горная порода *12* затем слоями нарезается кольцевыми ножами *2*. Вырезанные слои продавливаются через кольцевые щели в породоприемную камеру, образуемую передним и задним конусами. Продольные ребра *11* разрезают слои породы на секции. Разрушение породы кольцевыми ножами и продвижение трубы происходит по принципу продавливания. Частички породы, попадающие в породоприемную камеру, дробятся сжатым воздухом, поступающим по воздухопроводу 9 со стороны наконечника *10*, и транспортируются воздухом по трубопроводу в отвал на дневную поверхность. После заглубления в массив на длину первой секции трубы происходит ее наращивание второй секцией, затем третьей и т. д. до укладки всего трубопровода. Длина укладываемого трубопровода определяется физико-техническими свойствами горной породы и мощностью используемого оборудования, в первую очередь, компрессорной станции, генерирующей сжа-тый воздух.

На рис. 13.18 показано устройство с наконечником другого типа, которое предназначено для образования горизонтальных скважин и прокладки трубопроводов именно в мерзлых горных породах. Внутренняя полость *3* наконечника использована для сжигания топливных смесей, т. е. служит камерой сгорания. Рабочие компоненты (окислитель и горючее) подводятся к полости по специальным трубопроводам *1*, *4*. Продукты сгорания выбрасываются из полости наконечника через сопла *2*, которые ориентированы в направлении заднего конуса, т. е. обеспечивают перемещение разрушенной породы в направлении породопровода *5*. Раскаленные газы нагревают поверхность наконечника и прилегающую к ней мерзлую горную породу. За счет этого горная порода

легче деформируется, и лобовое сопротивление продвижению наконечника в массиве снижается. Часть тепла от продуктов сгорания передается в массив, окружающий кольцевые ножи, и снижает сопротивление нарезанию кольцевых слоев.

В Казахском политехническом институте разработана установка для бестраншейной прокладки инженерных коммуникаций в мерзлых горных породах с разработкой мерзлого массива с помощью огнеструйно-механического бура (рис. 13.19).

В схеме установки КазПТИ использован метод воздействия на разрушаемую горную породу высокотемпературного сверхзвукового потока продуктов сгорания, который направляется через центральное отверстие в наконечнике механического породоразрушающего инструмента на мерзлую горную породу и образует в ней вытянутую в направлении прокладки трубопровода полость. Отраженные от забоя высокотемпературные газы способствуют интенсивному растеплению прилегающей к механическому породоразрушающему инструменту поверхности образуемой в массиве скважины. Расширение лидерной полости, образуемой в массиве потоком продуктов сгорания, осуществляется ступенчато-кольцевыми ножами, которые вырезают из массива тонкие слои оттаявшей мерзлой горной породы. При этом продукты сгорания через кольцевые щели проталкивают породу внутрь шламоприемника и далее транспортируют ее по породопроводу на дневную поверхность. Усилие на кольцевые ножи передается через прокладываемую трубу. Образование лидирующей полости перед рабочим органом и снижение

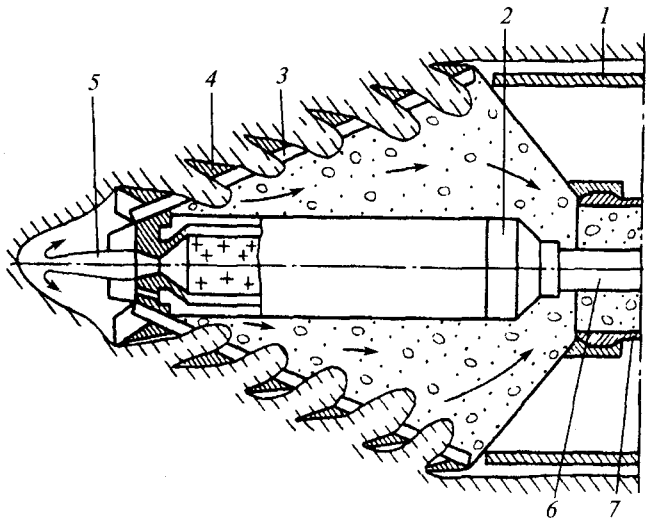


Рис. 13.19. Огнеструйно-механический бур КазПТИ:

1 — прокладываемая труба; *2* — огнеструйный бур; *3* — ребра жесткости; *4* — кольцевые ножи; *5* — высокотемпературный поток; *6* — труба с трубопроводами горючего и окислителя; *7* — породопровод

сопротивления породы нарезанию кольцевых слоев по всему поперечному сечению образуемой скважины существенно снижает энергоемкость процесса разрушения.

На базе огнеструйно-механического рабочего органа для разрушения мерзлых горных пород институтом разработана установка для бестраншейной прокладки трубопроводов и других инженерных коммуникаций. Установка, технические характеристики которой приведены ниже, включает агрегатный блок и огнеструйно-механический рабочий орган для разрушения мерзлой горной породы.

В качестве генератора высокотемпературных струй в рабочем органе использован огнеструйный бур с дожиганием топлива в потоке продуктов сгорания ТМД-114М с дистанционным запуском и контролем горения в камере горелки. Погружаемые в массив трубы при подготовке установки к работе нанизывают на напорные рукава и электрокабель, соединяющие агрегатный блок с рабочим органом. В агрегатном блоке размещены вспомогательные механизмы: компрессор для выработки сжатого воздуха, насос и вытеснительные емкости с горючим, электрогенератор и пульт управления. Для передачи механического усилия на рабочий орган в установке использована тихоходная лебедка ЛТГ3 с тяговым усилием 30 кН. Трос с барабана лебедки с помощью системы блоков пропускают под трубой, размещенной на направляющей раме, и закрепляют на ее торце со стороны лебедки. В установке предусмотрена возможность извлечения огнеструйно-механического рабочего органа из прокладываемого трубопровода на любой стадии его прокладки. Эта особенность конструкции обеспечивает ремонт или замену рабочего органа без извлечения из массива уже проложенного трубопровода и заметно повышает скорость его прокладки, особенно при устройстве длинных подземных переходов (более 20—30 м).

Способ разрушения горной породы	**Огнеструйно-механический**
Рациональная область применения . . .	Многолетне- и сезонномерзлые высокоабразивные горные породы (пески, супеси, суглинки и др. с содержанием твердообломочного материала до 2 %)
Генератор теплового воздействия . . .	Огнеструйный бур ТМД-114М
Мощность бура, кВт	400
Расход горючего, кг/ч	35—40
Генератор механической нагрузки . .	Тяговая лебедка ЛТГ-3
Максимальная нагрузка, кН	30
Механический породоразрушающий инструмент	Кольцевые ножи
Диаметр прокладываемого трубопровода, мм	700
Длина прокладываемого трубопровода, м	30
Снабжение воздухом	2 компрессора НВ-10
Горючее	Бензин, дизтопливо
Скорость прокладки трубопровода диаметром 700 мм в мерзлых горных породах, м/ч	5—10
Масса рабочего органа, кг	350

Разработка мерзлой горной породы огнеструйно-механическим рабочим органом осуществляется без его вращения. Это позволяет придавать рабочему органу любую форму поперечного сечения: квадратную, треугольную и др. При этом в массиве мерзлой горной породы образуется полость соответствующего сечения.

При гидромеханическом способе разработку грунта перед торцом трубы осуществляют за счет гидродинамического воздействия на забой струи воды, выбрасываемой под давлением из специального сопла. Выходящая из зоны забоя пульпа перемещается к сборному приямку по кольцевому зазору, образованному вокруг трубы или ее калибрующего отрезка несколько большего диаметра, чем прокладываемый трубопровод. Вытекающая пульпа играет роль смазки и значительно уменьшает силы бокового сопротивления (трения) при проталкивании трубы. Однако гидромеханический способ имеет существенный недостаток, связанный с возможностью просадки полотна дороги в результате образования в насыпи промоин и просадок. Поэтому метод проталкивания, основанный на размыве грунта, практически неприменим при строительстве переходов под железными и шоссейными дорогами и может быть использован только при пересечении трубопроводом второстепенных автодорог, преимущественно местного значения.

В практике для сооружения магистральных трубопроводов диаметром до 1720 мм и длиной до 40—60 м применяют скважины-каналы при вращательном бурении под насыпями шоссейных и железных дорог. При вращательном бурении грунт непосредственно перед трубой (на расстоянии 50—180 мм от нее) разрабатывают механическим резанием и удаляется из зоны забоя с помощью шнековых или скребковых транспортеров. Большое применение нашли шнековые буровые установки ГБ-1421 и УГБ-2. Принцип их работы основан на механическом бурении и удалении грунта из забоя транспортерами с одновременным продвижением кожуха в тело насыпи. Установки предназначены для вращательного бурения горных пород I—IV категорий по буримости. Породы разрушаются фрезерными головками в режиме резания с непрерывной подачей их на забой скважины. Скорость сооружения перехода в зависимости от диаметра скважин составляет от 1,37 до 15 м/ч.

Машины этого типа состоят из силовой установки, режущей головки (фрезы) и шнекового транспортера. Шнековый транспортер состоит из прокладываемой трубы (кожуха) и шнека, который свободно перемещается внутри кожуха, опираясь внешней поверхностью своих витков на внутреннюю поверхность трубы. Такая свободно плавающая конструкция шнекового транспортера упрощает его сборку и демонтаж. Шнек состоит из отдельных секций, каждая из которых представляет собой сварную конструкцию, состоящую из тонкостенной трубы и приваренных к ней винтовых лопастей. Длина секций составляет 3—3,5 м. Шнековый транспортер является одновременно валопроводом, который передает крутящий момент от приводного вала силовой установки к режущей головке.

Режущая головка (рис. 13.20) представляет собой стальной диск (бар) с двумятремя секторными вырезами и крепится к головной секции шнеков. На открылках вырезов головки с помощью болтов устанавливают в шахматном порядке режущие зубья. В центре режущей головки имеется забурник с несколькими перьями. Для повышения стойкости против истирания зубья и откидные резцы армированы пластинами из твердого сплава.

Рис. 13.20. Режущая головка — фреза установки горизонтального бурения

Подачу патрона вместе с транспортером и режущей головкой в сторону забоя осуществляют тяговой лебедкой через талевоякорную систему. Регулировку скоростей вращения шнека и подачу установки в направлении забоя, а также подбор их рационального сочетания производят переключением соответствующих коробок передач.

Используя этот принцип, в Ленинградском филиале СКВ «Газстроймашина» разработали установку ГБ-1621 для прокладки кожухов диаметром 1620—1720 мм. Конструкция этой машины отличается от описанных выше тем, что подача патрона осуществляется системой из четырех гидродомкратов (с использованием упорной стенки). Уменьшение сил бокового сопротивления достигается путем подачи в головную часть кожуха жировой смазки или глинистой суспензии. Одновременно для этой же цели предусмотрено увеличение площади разработки породы забоя, диаметр которого превышает диаметр трубы-кожуха на 50—70 мм. Грунт из зоны забоя удаляют шнековым транспортером диаметром 500 мм. Указанная установка работает челночным методом: в рабочий ход включены процессы бурения и подача кожуха, а в холостой отвод — закладка и приварка очередной 6—12-метровой секции трубы и последующий монтаж внутри нее элементов лотка и шнека.

С помощью направленного бурения скважин-каналов строятся трубопроводы через естественные и искусственные препятствия — реки, болота, озера, железнодорожное полотно и дамбы, не затрагивая их.

Этот способ по сравнению с традиционным траншейным имеет неоспоримые преимущества: сокращаются в 5—10 раз сроки строительства, уменьшаются затраты на обслуживание трубопровода при его эксплуатации (необходимость водолазных работ для контроля, дальнейшие дноуглубительные работы и др.). Кроме того, не требуется проведение берегоукрепительных работ, которые при траншейном способе составляют до 50 % стоимости перехода; строительство проводят в любое время года в любых климатических условиях. Способ особенно эффективен при строительстве переходов через реки с большой скоростью течения и большой деформацией дна, при пересечении преграды с интенсивным судоходством и капитальными сооружениями

на берегу (предприятия, дороги, набережные). Высока точность проведения трассы трубопровода в соответствии с проектной за счет применения компьютерного сопровождения — выход скважины в конечной точке трассы не более первых десятков сантиметров от планируемого.

Такие работы проводят уже длительное время зарубежные компании. В частности, корпорация Черрингтон (Cherrington, Sacramento) с 1977 г. таким способом прокладывает трубопроводы под реками, болотами и озерами. Этой корпорацией в Пасадена (Техас) в декабре 1978 г. выполнен переход реки (построен трубопровод) длиной 550 м и диаметром 1016 мм; на острове Бетел (Калифорния) в августе 1992 г. сооружены переходы под реками Сакраменто, Сан-Хоакин и болотом Датч протяженностью 1200 м, 1160 м и 850 м (диаметр 1067 мм).

В 1994 г. в России (г. Ульяновск) создано российско-германское предприятие Вис-Мос, которое в настоящее время является ведущим предприятием в России и одним из ведущих в мире среди компаний, осуществляющих строительство переходов таким способом. В 2003—2004 гг. построен переход на территории Томской обл. В частности, завершено сооружение перехода диаметром 1200 мм через р. Обь протяженностью 1500 м.

Известно несколько технологических схем сооружения подобных переходов — проталкивание трубопровода (дюкера) вперед и, наиболее распространенный, способ обратного протаскивания.

Рассмотрим технологические процессы при бурении скважины и обратном протаскивании дюкера, которые включают следующие этапы: бурение пилот скважины по заданной траектории, в том числе с использованием промывочной колонны; прямое или обратное расширение скважины; предварительный проход для укрепления ствола скважины; подготовка дюкера и его обратное протаскивание.

Для выполнения всех видов работ использовано оригинальное оборудование, включающее буровой станок, промывочный насос, систему подготовки бурового раствора, контроля за его параметрами и систему его очистки, бурильную колонну с породоразрушающим инструментом (долота, расширители), турбобур, промывочную колонну с породоразрушающим инструментом, систему контроля за траекторией скважины, вспомогательное оборудование: силовую установку, толкатель трубы (дюкера), трейлеры, вспомогательные помещения и др.

Схема расположения оборудования буровой установки модели 60/300RM корпорации Cherrington приведена на рис. 13.21.

Буровая установка 60/300RM создает крутящий момент, равный 60 тыс. фунт-футов (81,3 кН · м) и тягово-толкающее усилие 300 тыс. фунтов (1333 кН) при скорости подачи 6,1 м/мин. Установка состоит из модулей, установленных на салазках и соединенных как электрически, так и гидравлически с силовым модулем, буровым станком и кабиной оператора бурения. Каретка бурового станка движется по стреле (рис. 13.22) с помощью гидравлических моторов и зубчатой рейки с шестеренчатой передачей.

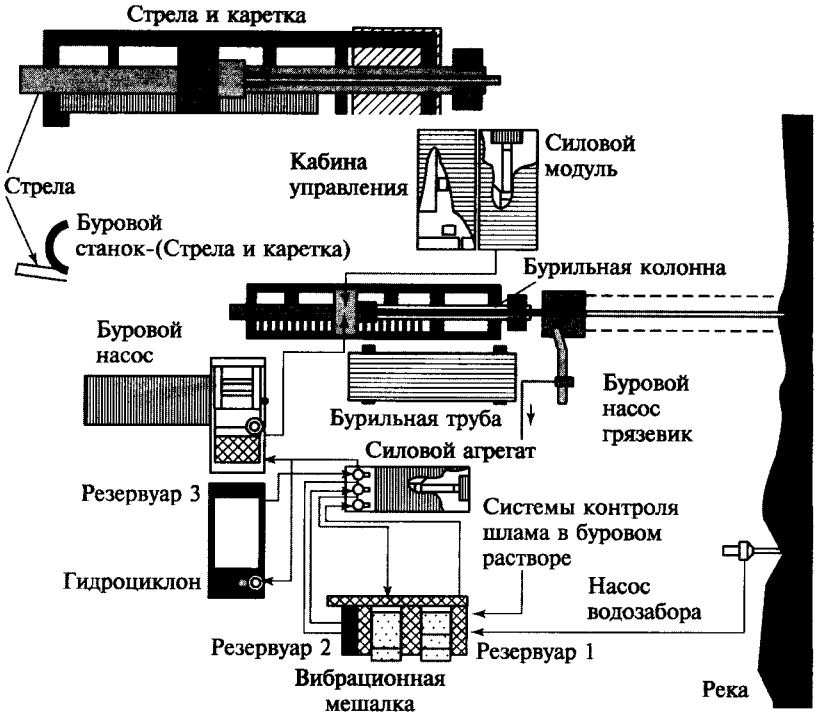


Рис. 13.21. Схема расположения оборудования буровой установки модели 60/300RM

Гидравлические моторы каретки передают крутящий момент на забойный инструмент и позволяют лебедке либо толкать, либо тянуть буровую колонну или дюкер. Тиски (гидравлический зажим) установлены на переднем конце стрелы и удерживают трубные соединения.

Силовой модуль может быть расположен по любой стороне бурового станка и состоит из дизельного двигателя, обеспечивающего энергией несколько гидравлических насосов, которые поддерживают гидравлическое давление и работоспособность моторов в каретке. Для управления и контроля используют низковольтное напряжение. Силовой модуль управляется из кабины оператора бурения в течение всего производственного процесса. Кабина оснащена автоматическим кондиционером и снабжена окнами. Баки с дизельным топливом и гидравлической жидкостью установлены внутри силового модуля.

Состав бурильной колонны для сооружения пилотной скважины приведен на рис. 13.23.

Порядок выбора отдельных элементов колонны заключается в следующем. Предварительно отбирают пробу породы для выбора типа забойного инструмента. Для твердых пород требуются трехшарошечные

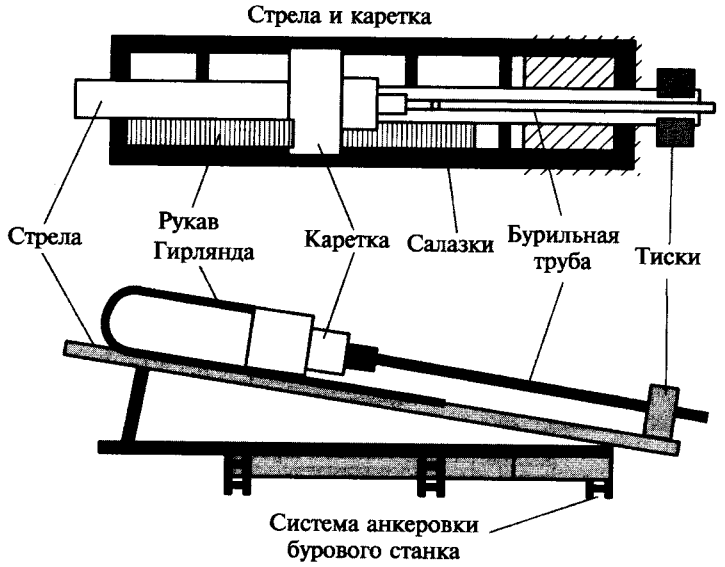


Рис 13.22. Стрела и каретка буровой установки

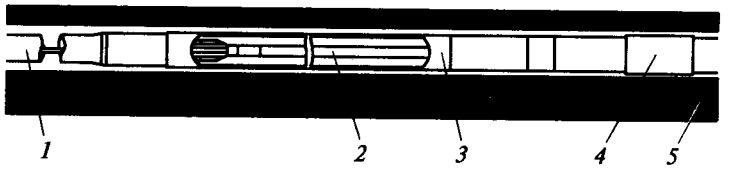


Рис. 13.23. Состав инструмента для бурения пилотной скважины в мягких породах:
1 — бурильные трубы; *2* — кабель системы навигации; *3* — немагнитные УБТ и переходники для размещения навигационного датчика; *4* — «кривой» переходник; *5* — гидравлическое долото

долота и турбобур, для мягких — гидравлические долота и «кривой» переходник для изменения направления оси скважины. При изменении в процессе бурения характера породы забойный инструмент может быть извлечен и заменен. За долотом находится датчик направления (см. ниже — система навигации), который расположен внутри специального немагнитного переходника и немагнитных УБТ и служит для проведения магнитных измерений. Буровая колонна соединяется с кареткой бурового станка через входной переходник, служащий выходной точкой для кабеля, идущего от системы навигации. Бурильные трубы с изолированным кабелем системы навигации внутри наращиваются в процессе бурения.

При большой длине бурильной колонны и из-за изменения твердости горных пород силы трения увеличиваются и затраты мощности

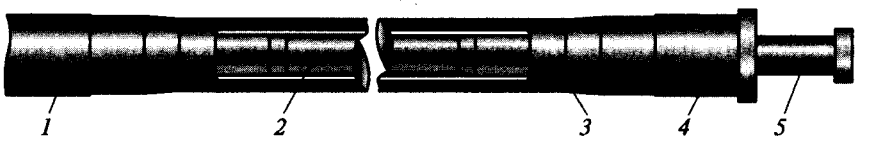


Рис. 13.24. Устройство промывочной колонны:
1 — переходник промывочной колонны для подсоединения к каретке; *2* — бурильные трубы пилотной колонны; *3* — промывочные трубы; *4* — коронка промывочной колонны; *5* — долотопилотной колонны

на бурение значительно возрастают. Тогда применяют так называемую промывочную колонну, представляющую собой колонну из труб большего диаметра, чем бурильная (рис. 13.24), снабженная коронкой, надетой на бурильную трубу, она закрепляется в каретке и с помощью нее производят расширение скважины до забоя. Расширение скважины осуществляют после бурения пилотной скважины. Диаметр используемого расширителя определяется диаметром дюкера. Расширение ствола скважины может проводиться как в прямом, так и в обратном направлении (рис. 13.25).

В случае прямого расширения бурильную трубу можно присоединять как впереди, так и позади расширителя. Расширитель протаскивается и поддерживает тяговое усилие с выходной стороны, пока крутящий момент и вращение прилагаются со стороны входа. Расширяющий хвостовик для гидромониторного бурения помещают впереди

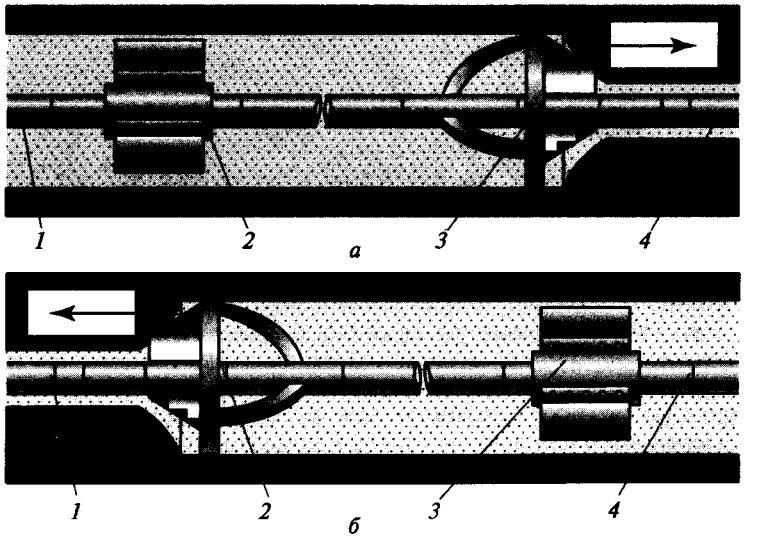


Рис. 13.25. Схемы прямого (*а*) и обратного (*б*) расширения скважины:
1 — бурильная труба к каретке; *2* — невращающийся стабилизатор; *3* — расширитель; *4* — пилотная бурильная труба (к выходу из скважины)

расширителя. Он позволяет держать скважину открытой для циркуляции бурового раствора. Для расширения пилотной скважины до большого диаметра невращающийся стабилизатор помещают позади расширителя для правильного центрирования в скважине бурильной трубы. Крестообразный переходник соединяет расширитель с бурильной трубой. Наращивание их производят в процессе бурения поочередно. Каретка станка обеспечивает поступательно-вращательное движение буровой колонне. Вертлюг, присоединенный к выходному концу бурильной колонны, необходим для обеспечения тягового усилия. В случае обратного расширения буровой станок тянет расширитель в направлении входа скважины и создает тяговое и вращательное усилие. Расширители для разных по крепости горных пород имеют различное исполнение.

При установке расширителя в колонну перед протаскиваемым дюкером преимущественно используют ступенчато-конусные расширители, снабженные твердосплавными резцами и соплами для разрушения породы. Компоновка бурового снаряда с расширителем приведена на рис. 13.26.

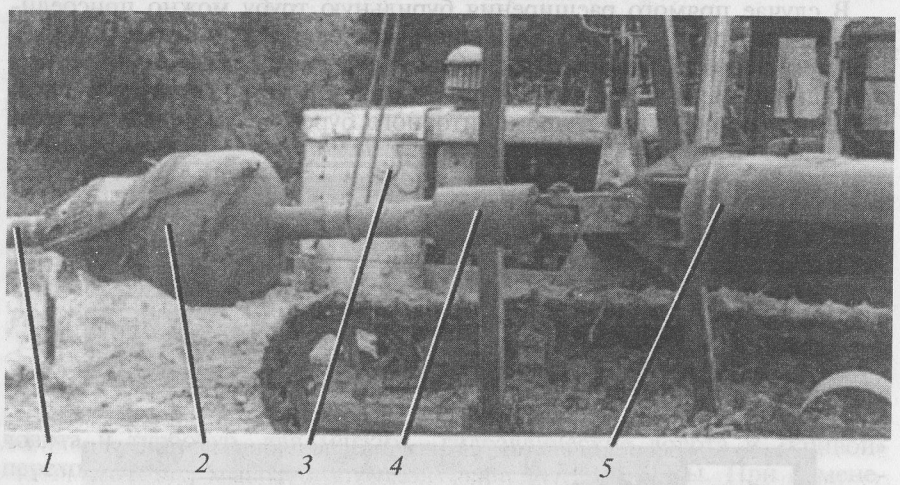


Рис. 13.26. Установка расширителя для протаскивания дюкера:
1 — протаскивающая труба; *2* — расширитель; *3* — трубоукладчик; *4* — вертлюг; *5* — дюкер

Операцию по протаскиванию дюкера выполняют следующим образом. Перед протаскиванием дюкера производят расширение ствола и предварительное укрепление стенок скважины с помощью цилиндрического расширителя (рис. 13.27).

Цилиндрический расширитель калибрует ствол скважины под диаметр дюкера и сглаживает его неровности, образовавшиеся при предыдущем расширении. Он снабжен резцами с обеих сторон, что позволяет удалить эти неровности при его протаскивании вперед и обратно.

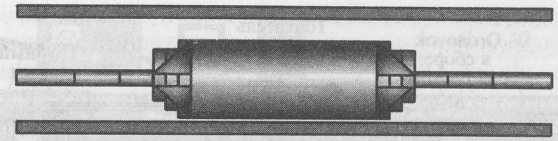


Рис. 13.27. Цилиндрический расширитель

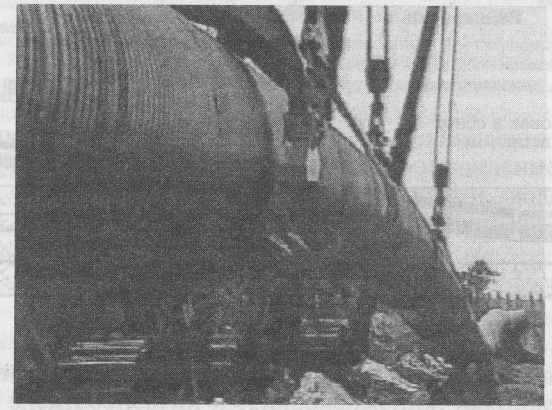


Рис. 13.28. Дюкер длиной 800 м и диаметром 1420 мм, подготовленный к протаскиванию под водной преградой (1998 г., р. Панура, Краснодарский край)

Дюкер собирают на выходном конце скважины и сваривают в единое целое. Для протаскивания дюкера большого диаметра используют компоновку, показанную на рис. 13.28.

Поскольку дюкер представляет собой сваренную в единое целое длинную трубу (см. рис. 13.28), то шарнирно соединенный с бурильной колонной оголовок позволяет компенсировать отсутствие возможности изгиба дюкера. Расширитель с режущей кромкой большего диаметра, чем дюкер, присоединяется впереди шарнирно закрепленного оголовка, обеспечивая тем самым на следующем этапе успешное протаскивание дюкера. Бурильная колонна буровым станком вытягивается назад и разбивается по мере протаскивания дюкера.

Для облегчения протаскивания дюкера используют специальный толкатель трубы (рис. 13.29). Он играет существенную роль при большом диаметре и значительной массе дюкера, а также при длинных или сложных переходах. Толкатель состоит из двух параллельных рам, устанавливаемых на салазках (см. рис. 13.29, *а*). Для удержания трубы предусмотрены ролики между рамами. Толкатель заанкерован сваями большого диаметра со стороны выходного конца скважины в створе с бурильной колонной и дюкером. Дюкер помещают в центр роликов и присоединяют к оголовку на конце буровой колонны. По мере того как бурильная колонна передает через буровой станок тяговое усилие

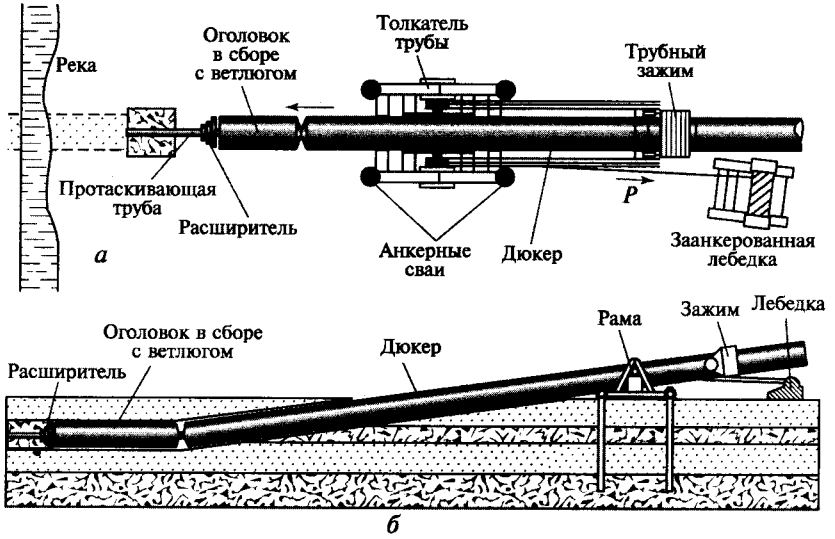


Рис. 13.29. Компоновка толкателя трубы:
а — вид сверху, *б* — вид сбоку (разрез)

дюкеру, лебедка толкателя обеспечивает дополнительное толкающее усилие (до 180 тыс. кг). Оператор осуществляет контроль за процессом протаскивания дюкера с пульта управления по затратам мощности.

Бурение пилот-скважины по заданной траектории является одной из наиболее важных технологических операций. Эту работу осуществляет оператор с помощью системы навигации, которая позволяет определять азимут, склонение, положение (угол) породоразрушающего инструмента (долота) и шарнирного переходника и осуществлять непрерывный контроль траектории буримой пилотной скважины в течение всего процесса бурения, она также позволяет проводить измерения температуры.

Система навигации состоит из зонда навигационного, компьютера и дистанционного управления. Зонд навигационный вставляют внутрь немагнитной утяжеленной бурильной трубы позади долота и регулируемого шарнирного переходника (рис. 13.30). Кабель, присоединенный к зонду, проходит внутри бурильной трубы и выводится наружу через входной переходник. Далее кабель соединяют через скользящее кольцо с панелью интерфейса и компьютером. Панель интерфейса и компьютер получают, декодируют и отображают азимут, склонение, углы и температуру в реальном времени. Линия от компьютера далее идет на выносной пульт управления оператора бурением. Данные о положении бурового инструмента отображаются на циферблате, а азимут и склонение — на жидкокристаллическом табло. В процессе бурения полученные данные сравнивают с проектным профилем скважины для оценки и корректировки трассы скважины.

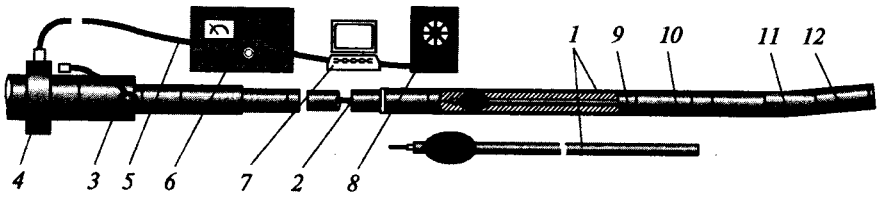


Рис. 13.30. Система навигации пилот-снаряда:
1 — зонд навигационный; *2, 5* — кабель; *3* — входной переходник; *4* — скользящее кольцо; *6* — панель интерфейса; *7* — компьютер; *8* — дисплей; *9* — немагнитная УБТ; *10* — немагнитный переходник; *11* — регулируемый шарнирный переходник; *12* — гидравлическое долото

Необходимость направленного бурения технических скважин растет во всем мире в различных отраслях промышленности, включая такие сферы, как нефть и газ, телекоммуникации, водоснабжение и сточные воды, охрану окружающей среды, энергетику,— проекты океанских и морских прибрежных зон.

13.3. Бурение геотермальных скважин

Многолетний опыт эффективного использования тепла Земли для производства электроэнергии и теплоснабжения, накопленный в мире, а также огромный энергетический потенциал геотермальных ресурсов позволяют рассматривать их как один из наиболее реальных и крупных — альтернативных источников энергии будущего.

В настоящее время промышленное использование геотермальной энергии ведется более чем в 50 странах.

Наиболее распространенным и весьма мощным источником тепловой энергии Земли является теплота водонасыщенных и «сухих» горных пород, температура которых во многих районах Камчатки, Курильских островов и Предкавказья на глубине 3—5 км составляет 150—250 °С, а в отдельных районах — 180—300 °С.

Разработка систем извлечения теплоты сухих горных пород и использование ее для выработки электроэнергии и теплоснабжения начались в бывшем СССР с 1964 г. Такие системы представляют собой подземные тепловые котлы (ПТК), образованные в естественном коллекторе с проницаемостью пород более 10—15 мД или в искусственно нарушенных зонах горного массива с природной проницаемостью пород менее 10—15 мД. Через скважины, расположенные по определенной схеме, воду с поверхности нагнетают в ПТК, где в процессе теплообмена с горными породами она нагревается до определенной температуры, а через другие скважины ее извлекают на поверхность и используют для различных целей, в том числе и для выработки электроэнергии. Объем таких ПТК составляет от нескольких миллионов кубических метров до нескольких кубических километров.

Исследования, проводимые в нашей стране и за рубежом, показывают, что несмотря на значительные трудности в решении основ-

ных задач извлечения тепла из этих пород, современная техника бурения и имеющиеся средства образования зон нарушенных горных пород большого объема на глубинах до 3—5 км обеспечивают возможность образования эффективных систем извлечения геотермальных ресурсов. Создание таких систем в ряде районов России может быть осуществлено уже в настоящее время и на их базе можно строить первые опытно-промышленные ГеоТЭС мощностью до 30—50 МВт. В будущем на базе таких систем можно будет строить промышленные ГеоТЭС мощностью до 300—500 МВт и выше со сроком службы до 25—35 лет. Извлекаемая теплота сухих горных пород будет в несколько раз дешевле теплоты, получаемой в современных котельных установках при сжигании органического топлива (уголь, мазут и др.).

Бурение геотермальных скважин — один из основных видов работ при создании и эксплуатации геотермоэнергетических систем. С помощью скважин осуществляют вскрытие геотермальной системы, проводят подготовительные работы на тех участках геотермального месторождения, которые вступят в эксплуатацию на последующих стадиях разработки, осуществляют нагнетание теплоносителя и извлечение его или пластового флюида на поверхность.

По назначению геотермальные скважины делят на разведочные, нагнетательные, эксплуатационные и вспомогательные (оценочные, водозаборные и др.). Особенности технологии бурения определяются типом геотермальной системы, геолого-геотермическими и гидрогеологическими условиями, а также спецификой выбранного способа разработки.

Основные факторы, определяющие сложность бурения высокотермальных скважин — высокая температура пород, самого теплоносителя и коррозионная агрессивность последнего, наличие зон поглощений, обвалов горных пород. Высокая температура в стволе скважины обусловливает развитие в обсадных трубах тепловых напряжений, приводящих к потере ими прочности и разрыву. Агрессивное воздействие пластового флюида на обсадные трубы также может вызвать их быстрое разрушение. Коррозионное воздействие на трубы растет снизу вверх, что объясняется выделением сероводорода из поднимающегося по стволу скважины к поверхности теплоносителя. В верхней части труб появляется точечная коррозия, вызываемая выделением кислотообразующих газов и горячей минерализованной воды, особенно при нарушении стабильности движущегося флюида. Не менее опасно и вредно формирование окалины на буровом инструменте и трубах.

При снижении температуры и скорости движения с ростом давления в потоке из минерализованной воды могут выпадать в осадок карбонаты и кремний, что приводит к образованию толстой корки солей, даже к пережимам проходного канала, а иногда и к полному его закупориванию. Из скважин возможен выброс горячих флюидов (грифонообразование).

К числу обычных геологических осложнений при бурении геотермальных скважин относят поглощения промывочной жидкости, обвалы и обрушения горных пород, прихваты бурового инструмента.

Выбор конструкции геотермальной скважины определяется геологическими условиями (число колонн обсадных труб, глубина их спуска и интервалы без крепления) и целевым назначением скважины (разведочная, эксплуатационная, нагнетательная), определяющим ее конечный диаметр. Минимальные конечные диаметры устанавливаются для вспомогательных скважин (гидронаблюдательных, нагнетательных и др.), наибольшие — для разведочных, в дальнейшем переходящих в эксплуатационные, и эксплуатационных. По зарубежным данным самый распространенный конечный диаметр скважин на термы — 219 мм, реже — 168 мм; для вспомогательных — 125—150 мм.

На выбор конструкции скважины влияют размеры используемого водоподъемного устройства (обычно это центробежный насос) и место его расположения в стволе (в кондукторе, в промежуточной или эксплуатационной колонне), а также намечаемый срок эксплуатации скважин, который по зарубежному опыту составляет 30—50 лет. Для облегчения монтажа насоса, производства ремонтных работ и наблюдений за динамическим уровнем флюида в скважине разницу между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром колонны обсадных труб принимают не более 50 мм. Значительное увеличение зазора приводит к утяжелению конструкции и удорожанию работ.

Во всех случаях конструкция скважины должна обеспечить получение необходимого количества теплоносителя в единицу времени с учетом снижения (депрессии) уровня столба флюида в скважине при длительной ее эксплуатации. Этим определяется глубина спуска той колонны, в которой устанавливают центробежный насос. При установке в эксплуатационной колонне насоса, одновременно выполняющей роль фильтра в термозаборной части скважины, такая колонна может быть ступенчатой — с большим диаметром в верхней части для размещения центробежного насоса и с меньшим — в продуктивной зоне. Вскрытие продуктивного пласта можно производить с открытым стволом (трещиноватые устойчивые породы), со спуском фильтровой колонны «впотай» в эксплуатационной колонне и спуском эксплуатационной колонны с фильтровой частью или с последующей перфорацией эксплуатационной колонны в продуктивной зоне. Однако последний способ сложнее и дороже других.

При вскрытии напорных геотерм диаметр эксплуатационной колонны устанавливают по требуемому дебиту и условию обеспечения минимальных гидравлических сопротивлений движущегося по скважине теплоносителя. Диаметры эксплуатационных колонн лежат в пределах 219—244 мм. Толщину стенок обсадных труб принимают с учетом прочности на смятие в продуктивной зоне в пределах 9—10 мм. Коэффициент запаса прочности рекомендуют, например, в Исландии, равным 2.

Равнопрочную колонну обсадных труб выбирают с учетом воздействия температурного фактора при подъеме тампонажного раствора, как правило, до устья скважины.

Конструкции скважин, как правило, включают от 3 до 5 колонн труб (направление, кондуктор, одну-две промежуточные и эксплуата-

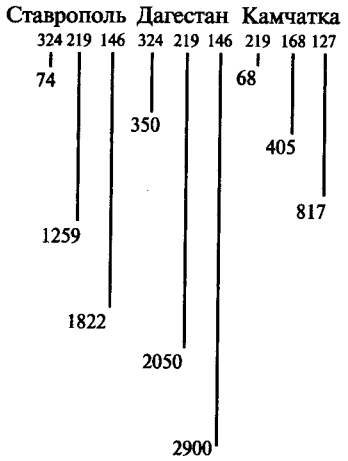


Рис. 13.31. Скважины России

ционную колонны, иногда еще «хвостовик»), что объясняется необходимостью перекрытия зон осложнений (обвалы, поглощения), предотвращения потерь тепла в окружающие породы при циркуляции теплоносителя по стволу скважины и его межпластовых перетоков. Типовые конструкции скважин ряда геотермальных месторождений России приведены на рис. 13.31.

При эксплуатации паро- и гидротермальных месторождений в технологии бурения необходимо учитывать повышенные значения геотермического градиента, температуры и давления пластовых флюидов, а также их повышенную коррозионную активность. В зависимости от гидрогеологических условий скважины могут быть пройдены с помощью вращательного (колонкового, роторного, турбинного) или комбинированного способов бурения. При этом наиболее важное значение в технологии бурения имеют:

✓ обоснованный выбор конструкции скважин с учетом геолого-технических условий, дебита, напора и температуры пластового флюида;

✓ применение форсированных режимов и наиболее производительной технологии бурения для обеспечения максимальных механических и рейсовых скоростей проходки;

✓ непрерывный контроль и регулирование параметров и температуры промывочных растворов для предотвращения осложнений и выбросов;

✓ применение противовыбросового оборудования (превенторы, обратный клапан в бурильной колонне, дегазаторы промывочных жидкостей и т. п.).

Принципиальная схема конструкции и оборудования эксплуатационной скважины приведена на рис. 13.32.

Технология бурения скважин при разработке геотермальных месторождений должна учитывать, кроме выше перечисленных, требования, вытекающие из особенностей выбранного способа создания подземного теплового котла. Так, при использовании для этой цели камуфлетных взрывов конструкция скважины и ее оборудование должны обеспечить:

✓ возможность беспрепятственного спуска взрывного устройства необходимой мощности на заданную глубину;

✓ полную герметизацию затрубного пространства;

✓ надежную забойку для обеспечения камуфлетного действия взрыва;

✓ предотвращение полного разрушения ствола скважины и обсадных колонн и возможность восстановления скважины после взрыва.

Проведенные специальные исследования показывают, что при глубине до 3000 м оптимальный диаметр скважины составляет 300—400 мм, т. е. требуется применение эффективных методов бурения скважин увеличенного диаметра, в частности реактивно-турбинного.

При создании искусственных зон теплоотбора с помощью гидроразрыва диаметры скважин могут быть существенно уменьшены, но общая длина стволов в случае применения направленного бурения увеличивается.

Выбор рациональных по температурным условиям инструмента режимов бурения и промывки является важнейшим вопросом проектирования геотехнологических скважин. Осложнения, возникающие при сверхглубоком бурении в условиях высокой температуры горных пород, связаны с влиянием температурного фактора на свойства промывочной жидкости и гидравлические параметры циркуляционной системы, износоустойчивость бурильных труб и рабочей части долот, устойчивость стенок скважины при циклических колебаниях температуры, обусловленных выполнением спуско-подъемных операций, на работоспособность забойных двигателей (турбо- и электробуров) и другие условия эффективного сооружения скважин.

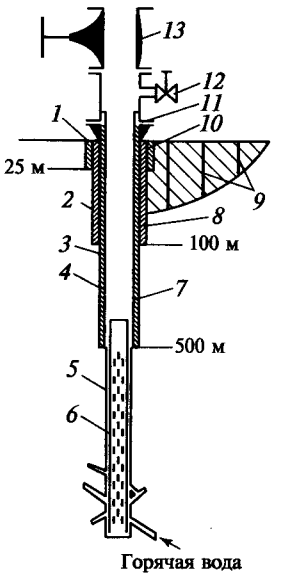


Рис. 13.32. Конструкция геотермальной скважины:

1, 2, 4, 5 — интервалы ствола скважины различного диаметра; *3* — цементное кольцо в затрубном пространстве; *6* — фильтровая колонна; *7* — эксплуатационная колонна; *8* — кондуктор; *9* — шпуры для цементирования приустьевой площадки; *10* — направление; *11* — колонная головка; *12* — выпускной штуцер; *13* — задвижка

Высокая температура горных пород, наблюдаемая на больших глубинах, отрицательно влияет на материалы, входящие в состав промывочных растворов, используемых при бурении скважин. Как химические реагенты, так и глины, используемые в промывочных растворах, при высоких температурах становятся слабоактивны и нестабильны и не могут достаточно эффективно обеспечивать необходимый режим бурения. При прогреве химически не обработанных глинистых растворов до 140 °С происходит термодиспергирование глинистой фазы, приводящее к увеличению количества связанной воды и удельной поверхности дисперсной фазы, в результате чего глинистые растворы загустевают до нетекучего состояния. Те же явления наблюдаются и при нагревании растворов, подвергнутых химической обработке при температуре не свыше 140—160 °С.

Установлено, что изменение структурной вязкости и предельного напряжения сдвига промывочной жидкости в зависимости от температуры в скважине сильно влияет на величину давления при пуске. Высокая температура в глубоких скважинах существенно влияет на работоспособность токоподводящего кабеля, мощность и другие пара-

метры электробуров, так как допустимая температура обмотки статора обусловлена теплостойкостью изоляции.

В приствольной зоне рекомендуется поддерживать тепловой режим, обеспечивающий перепад температур между промывочной жидкостью и горным массивом 40—60 °С в интервале 3000—4000 м и 70—80 °С — в интервале 5000—6000 м. Как показывает опыт бурения глубоких скважин, при использовании промывочной жидкости большого удельного веса и высоком температурном градиенте возникающие напряжения могут быть причиной нарушения циркуляции вплоть до терморазрыва пласта. Поэтому задача выявления факторов термического характера, приводящих к комплексу осложнений, является весьма важной. Наличие высокотемпературного источника на забое скважины оказывает отрицательное влияние на износоустойчивость и эффективность работы буровых долот и структурно-механические свойства промывочной жидкости. Существенным является влияние высокотемпературного очага, возникающего на поверхности трения между породоразрушающим инструментом и породным массивом, как на состояние инструмента и разрушаемой породы, так и на эффективность бурения. В работах, посвященных исследованию работоспособности буровых долот, указывается, что при бурении глубоких скважин на поверхности контакта долота с забоем возникает высокая температура (450—650 °С и выше). При таких условиях материал долота теряет свои прочностные свойства, подвергается ускоренному износу и происходит потеря его породоразрушающих элементов (алмазные зерна или твердосплавные вставки). На рис. 13.33 приведена зависимость температуры поверхности работающего долота от температуры промывочной жидкости при промывке скважины водой и 10 %-м раствором КМЦ. С ростом температуры промывочной жидкости в обоих случаях температура поверхности трения увеличивается по линейному закону.

До вскрытия продуктивной зоны используют очистные агенты, обеспечивающие в конкретных геологических условиях безаварийное бурение. Своевременное предупреждение поглощения промывочной жидкости при недостаточном охлаждении ствола скважины может предотвратить выброс из скважины горячего флюида. Выбор промывочной жидкости (очистного агента) зависит от пластового давления, устойчивости пород, обеспеченности буровой необходимыми материалами и организации работ. Обычные глинистые растворы в условиях геотермальных скважин неэффективны, а в продуктивной зоне вообще неприменимы, так как их использование приводит к закупориванию каналов, по которым горячий флюид

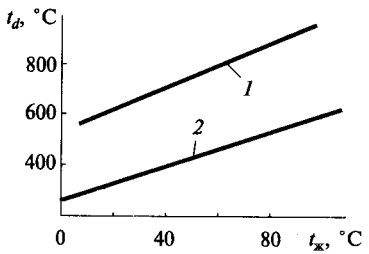


Рис. 13.33. Зависимость температуры поверхности долота от температуры промывочной жидкости:
1 — при промывке водой; *2* — при промывке 10 %-м раствором КМЦ

поступает в ствол скважины. Глинистая корка при температуре 200 °С спекается на стенках скважин, удалить ее весьма трудно, чаще невозможно. Для вскрытия продуктивных зон применяют различные безглинистые водные растворы, воду, аэрированные жидкости, пены. Очистные агенты и входящие в их состав химические реагенты должны быть термостойкими, нетоксичными и не загрязняющими ствол скважины. Очистные агенты должны, кроме того, обладать необходимой стабильностью, выносной способностью и устойчивостью к агрессивному воздействию высокотемпературного пластового флюида.

С целью предотвращения грифонообразования затрубное пространство тщательно тампонируют с проверкой его надежности. В отечественной практике в качестве вяжущих применяют следующие материалы:

— тампонажный шлакопесчаный цемент ШПЦС (ТУ39-9-27—71), представляющий собой тонкоизмельченные (доменный, ферромарганцевый и др.) шлаки с кварцевым песком. При температуре более 200 °С соотношение основных компонентов берется 1 : 1. Для повышения стабильности раствора иногда добавляют бентонит (до 12,5 % от массы сухой смеси). При температуре до 100—120 °С в эту тампонажную смесь вводят цемент УЩЦ (ТУ 39-9-25—71 МНП) марок УШЦ-120, УШЦ2-120, УШЦ1-200 и интенсификатор твердения — портландцемент (до 10 %);

— утяжеленный шлаковый УШЦ2-200 для скважин с температурой от 80 до 220 °С;

— белито-кремнеземистый цемент БКЦ (ТУ21-1-3—67) для высокотемпературных скважин, представляющий собой смесь отходов производства глинозема, соды (1—5 %) и поташа из нефелинового материала, а также кварцевого песка (70—30 %). При 160—200 °С и давлении 6—7 МПа начало схватывания раствора БКЦ составляет 1,5—4,5 ч, конец — не позднее 10 ч, В/Ц = 0,38—0,42.

В НИИцемент для условий Камчатки разработан тампонажный цемент на базе нефелиновых отходов производства глинозема с добавкой кварцсодержащего компонента в соотношении от 1 : 1 до 3 : 1. Предложено в состав тампонажного материала вводить гидрогранатовый шлак. По опытным данным, тампонажный раствор можно применять до 250 °С.

Основным породоразрушающим инструментом при бурении геотермальных скважин являются шарошечные долота, которые армируются зубьями из закаленной стали или твердосплавными штырями из сплава карбида вольфрама.

13.4. Способы бурения, технические средства и технология разведки россыпных месторождений на шельфе

Поиски, разведка и возможности промышленного освоения россыпных месторождений на шельфе связаны в первую очередь с бурением скважин в сложных природных условиях.

Условия бурения на море отличаются от условий бурения на суше и характеризуются рядом особенностей, основная из которых — наличие над устьем скважины водного пространства, подверженного изменяющемуся по силе волнению.

На процесс бурения скважин на море влияют естественные, технические и технологические факторы. Наибольшее влияние оказывают естественные факторы, определяющие организацию работ, конструктивное исполнение техники, ее стоимость и геологическую информативность. Они ограничивают или вовсе исключают возможность применения некоторых способов и технических средств, признанных эффективными для сооружения скважин того же назначения на суше.

В морских продуктивных отложениях зерна полезных минералов распределены более равномерно, чем на суше, поэтому при детальной разведке морских месторождений золота диаметр скважин достаточно выдерживать в пределах 220—250 мм. Дальнейшее увеличение диаметра скважин незначительно повышает точность оценки месторождения, но существенно затрудняет сооружение скважин.

Основная особенность бурения на море — наличие над устьем скважины водного пространства, которое подвержено изменяющемуся по силе волнению и существенно влияет на процесс сооружения скважины. Процесс бурения на море в большой степени зависит от типа основания установки. Выбор типа основания определяется глубинами моря в месте бурения, удаленностью от суши, природными явлениями (бури, волны, течения, приливы и отливы), количеством штормовых дней в районе работ в различные месяцы года, метеорологическими условиями, топографией и почвой дна, назначением и глубиной скважин, литологическим разрезом и т. д.

При бурении геологоразведочных скважин на россыпи используют основания, транспортируемые вместе с буровым оборудованием на плаву, т. е. плавучие буровые установки (ПБУ). Это связано с тем, что максимальная мощность отложений, представляющих интерес для разведки шельфа, а следовательно, и глубины скважин не превышает 100 м (наиболее часто 15—20 м). Если учесть, что породы, составляющие эти отложения, рыхлые и позволяют при бурении получать высокие механические скорости, то скважина глубиной 20—30 м от дна моря может быть пробурена за 3—5 ч непрерывной работы, исключая монтаж-демонтаж и переход на другую точку.

При работе с ПБУ возникает проблема ее стабилизации, т. е. устранения вертикальных и горизонтальных смещений, вызываемых ветрами, морскими волнениями, течениями и т. д. Для бурения неглубоких скважин на акваториях с глубинами до 100 м наиболее приемлема статическая система стабилизации, хотя и она не гарантирует полной стабилизации. Эта система основана на применении якорей, которые под действием ветра, волн, течений и колебаний уровня воды часто срываются и ползут по дну.

Допустимые значения величин вертикального и горизонтального смещений ПБУ зависят от применяемых схем и способов бурения, глубины моря, диаметров обсадных труб и т. д. Так, амплитуда вертикальных и горизонтальных перемещений ПБУ при ударном бурении не должна превышать 0,6—0,7 м.

Для разведочного бурения на море применяют буровые суда, плавучие буровые установки (ПБУ) и амфибийно-буровые установки (АБУ), характеристика которых приведена в табл. 13.3.

Таблица 13.3. **Характеристики судов и установок**

Установка	Глубина бурения, м	$D_{скв}$, мм	Глубина моря, м	Габариты, м	Грузоподъемность, т	Водоизмещение, т
ПБУ (плавучие) Приморец *Р*	50	219	50	16×9×2,4	30	70
АБУ (амфибийные суда)	50	132	50	16,2×8,6×3,8	10	57

Способы бурения

В настоящее время для разведки россыпных месторождений используют различные способы бурения, эффективность которых приведена в табл. 13.4.

Таблица 13.4. **Эффективность применения технологических схем бурения с ПБУ в зависимости от высоты волны и глубины моря**

Способы бурения (тип механизма, погружающего снаряд в породы)	Место установки погружающего механизма и характер связи его с ПБУ	Высота волны, м				Глубина моря, м			
		0	0,5	1,0	1,5	15	30	50	>50
Ударно-забивной (подвешенное на тросе забивное устройство)	1. На наголовнике забиваемой колонны	+	+	–	–	+	+	–	–
	2. На придонной муфте забиваемой колонны	+	+	+	+	+	+	+	+
	3. На керноприемнике, упирающемся в башмак забиваемой колонны	+	+	+	+	+	+	+	+
	4. Придонная муфта и керноприемник (последовательный отбор)	+	+	+	+	+	+	+	+
	5. Придонная муфта и раскрепляемый керноприемник (одновременный отбор)	+	+	+	+	+	+	+	+
Вращательный (вращатель)	1. Соединен жестко с ПБУ	+	+	–	–	+	+	+	+
	2. В направляющих, жестко соединенных с ПБУ	+	+	–	–	+	+	+	+
	3. На специальном кондукторе с гибкой связью с ПБУ	+	+	+	+	+	+	–	–
	4. Забойный вращатель с гибкой связью с ПБУ	+	+	+	+	+	+	+	+
Вибрационный (вибратор, вибромолот)	1. В направляющих, жестко связанных с ПБУ	+	+	–	–	+	–	–	–
	2. На верхнем конце погружаемой колонны	+	+	–	–	+	–	–	–

Продолжение табл. 13.4

Способы бурения (тип механизма, погружающего снаряд в породы)	Место установки погружающего механизма и характер связи его с ПБУ	Высота волны, м				Глубина моря, м			
		0	0,5	1,0	1,5	15	30	50	>50
	3. На колонне у дна моря	+	+	+	+	+	+	+	–
	4. Опускаемые с керноприемником в скважину	+	+	+	+	+	+	+	–
Бурение вдавливанием (гидрофицированная установка)	1. На палубе ПБУ с жесткой с ней связью	+	+	–	–	+	–	–	–
	2. На дне моря с кабель-тросовой связью	+	+	+	+	+	+	+	–

Примечание. «+» — применение эффективно, «–» — применение нецелесообразно.

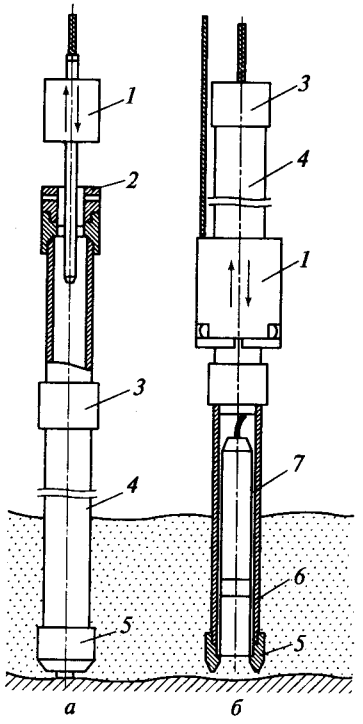


Рис. 13.34. Принципиальные схемы бурения (*а* — традиционная; *б* — разработка МГРИ) на шельфе:
1 — забивной снаряд; *2* — наголовник; *3* — муфта; *4* — обсадная труба; *5* — башмак; *6* — керноприемник; *7* — ударная штанга

Забивное бурение разведочных скважин с ПБУ выполняют по различным схемам в зависимости от задач, условий и наличия технических средств.

При традиционной схеме бурения забивку обсадной колонны осуществляют ударами по ее наголовнику забивным снарядом, выполненным в виде монолитного груза с направляющей штангой, скользящей внутри колонны.

Широкое практическое применение получила вторая схема МГРИ, по которой обсадную трубу забивают ударами под водой по торцу придонной муфты специальным устройством, скользящим по наружной поверхности колонны (рис. 13.34).

Опыт бурения по этой схеме подтвердил ее преимущества перед традиционной. Перенос забивного снаряда под уровень моря повышает безопасность бурения, значительно снижает потери энергии удара. Это приводит не только к значительному росту заглубления колонны за каждый удар и, следовательно, к повышению механической скорости бурения, но и к увеличению критической (по условиям устойчивости колонны) изобаты бурения, что при прочих равных условиях ведет к расширению акватории разведки.

При бурении по схеме с нанесением ударов по придонной муфте верхний конец колонны всегда открыт, что позволяет применять наиболее эффективные схемы отбора керна и наращивать колонну без снятия с нее в каждом рейсе снаряда.

Скважины глубиной до 10 м по рыхлым породам иногда бурят без поинтервального отбора керна. При этом обсадную колонну забивают до полного прекращения углубки, после чего снаряд извлекают из скважины. По мере извлечения труб из них выбивают керн и укладывают в геологические мешочки порциями по 0,2 или 0,5 м.

Отработаны параметры забивного снаряда и режимы бурения им в обсадной колонне диаметром 168 мм:

Высота поднятия штанги над стаканом, м	3—7
Частота ударов по стакану в мин	12—16
Длина ударной штанги, м	2,5—4,0
Диаметр ударной штанги, мм	110—130
Масса ударной штанги, кг	200—400

При бурении снарядами в слабосвязанных обводненных породах лучшие результаты получаются при применении глухих керноприемных стаканов, а в плотных породах — стандартных разрезных. В нижнем конце переходника глухого стакана установлен поршень, который не препятствует выходу воды из стакана по мере его забивки. При подъеме стакана поршень перемещается вверх, изолирует керн от действия столба воды, находящегося в скважине, и создает разрежение в полости стакана между керном и поршнем. Благодаря этому керн даже слабосвязанных пород удерживается от выпадания из стакана при его подъеме из скважины. Выход керна при бурении в илистых и песчаных породах с использованием глухого стакана с поршнем составляет 85—95%.

Отбор керна керноприемниками при бурении на акваториях возможен по трем схемам: 1) ниже башмака колонны; 2) в колонне после ее забивки на определенную глубину и 3) одновременно с забивкой колонны.

Первую схему отбора керна на акваториях применяют в конце бурения скважины в случаях, когда башмак колонны упирается в плотные коренные породы и дальнейшая забивка колонны в целик затруднена.

При бурении с отбором керна по второй схеме обсадную колонну забивают в породы на длину отбираемой рейсовой пробы (0,2—1 м) или на длину наращиваемой трубы, которая с учетом специфики морского бурения с плавсредств обычно составляет 2 м. При этом во внутреннюю полость колонны через ее башмак поступает столбик пород, высота которого практически во всех случаях меньше интервала погружения колонны. Это связано с уплотнением указанного столбика пород силами его трения о стенки колонны и отжатием им части пород забоя в затрубное пространство, т. е. с проявлением так называемого свайного эффекта. Затем в поступившие в колонну породы забивают керноприемник, торец которого стремится отжать в стороны находящиеся под ним породы.

Так как породы в колонне ограничены ее стенками, то отжиматься им практически некуда, и поступающий в керноприемник керн еще больше уплотняется, а сам керноприемник практически с самого начала его забивки зажимается (заклинивается) породами, оказавшимися в кольцевом зазоре между его наружными стенками и внутренними стенками обсадной колонны.

Сложность забивки керноприемника, а также необходимость выполнения большого числа трудоемких вспомогательных операций в каждом рейсе служат причинами выхода керна низкого качества и малой производительности его отбора из обсадной колонны. Производительность бурения с отбором керна по этой схеме и забивкой обсадной колонны по традиционной схеме составляет 120—220 м на станкомесяц. Средняя сменная производительность бурения за 8 ч не превышает 11 м, рейсовая скорость бурения при длине рейса 0,5 м составляет 1,92 м/ч, а при длине рейса 0,2 м — всего 0,95 м/ч.

При забивке колонн ударами по придонной муфте и отборе керна по той же схеме внутри колонны показатели бурения выше за счет исключения постановок на колонну и снятий с нее в каждом рейсе забивного снаряда и уменьшения продолжительности рейса в 1,34 раза.

Дальнейшее повышение производительности бурения возможно, если совместить отбор керна с забивкой обсадной колонны ударами по придонной муфте, что сократит количество основных операций в рейсе с 10 до 3, а его продолжительность — практически в 4 раза.

Совмещение забивки обсадной колонны и отбора керна предусматривает одновременное заглубление в породы колонны и установленного на забое керноприемника. Применение схемы забивки колонны ударами по придонной муфте увеличивает количество возможных вариантов решения этой задачи благодаря постоянно открытому верхнему концу забиваемой колонны.

Свободна от перечисленных недостатков схема бурения с поинтервальным отбором керна, при которой колонну погружают в породы совместно с зафиксированным в ней керноприемником. При этом нет необходимости применять долота, так как башмак колонны разрушает или раздвигает в стороны валуны и галечники и формирует поступающий в керноприемник цилиндрический столбик керна. Отбор керна у башмака колонны увеличивает его качество и процент выхода, так как породы забоя поступают в керноприемник без уплотнения и в последствии легко и быстро из него извлекаются.

Наиболее эффективен способ забивного бурения с совмещением процессов погружения обсадной колонны и керноприемника, включающий фиксацию керноприемника в колонне давлением нагнетаемой в нее воды и погружение их вместе в породы ударами кольцевого забивного снаряда по придонной муфте колонны. Для реализации способа керноприемник снабжен эжектором, который формирует потоки воды в керноприемном стакане, заколонном пространстве и

в кольцевом зазоре между колонной и стаканом (рис. 13.35).

Поток воды в кольцевом зазоре между колонной и керноприемным стаканом предотвращает попадания в зазор выбуриваемых пород и тем самым исключает заклинивание съемного гидрораскрепляющего керноприемника (СГК) в колонне и засасывание пород забоя при его извлечении из скважины. Обратный поток воды в стакане снижает сопротивления вхождению в него пород, уменьшает уплотнение и отжатие керна в забашмачное пространство, повышает качество и выход керна, в 3—4 раза увеличивает возможную длину рейса, сокращает их количество, затраты времени и труда на их выполнение и повышает производительность бурения.

Бурение скважин на акваториях по описанному способу осуществляют следующим образом. На палубе ПБУ собирают постоянно действующий узел колонны, включающий башмак, две трубы, соединенные упорной муфтой с внутренним кольцевым выступом, и установленный на муфте забивной снаряд, соединенный с тросом инструментальной лебедки. В точке бурения этот узел при помощи вспомогательной лебедки вывешивают в проеме ПБУ и, наращивая колонну, опускают до упора башмака в дно акватории.

В собранном керноприемнике втулку перемещают в крайнее нижнее положение, на грибок одевают ловитель, керноприемник вывешивают на тросе вспомогательной лебедки и опускают в колонну. Рациональные параметры наиболее часто применяемой на практике ударной системы:

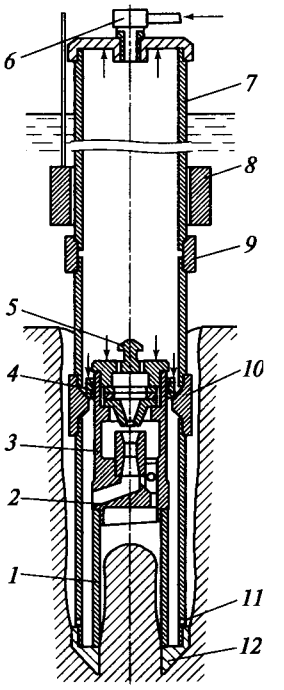


Рис. 13.35. Схема забивного бурения с применением СГК:

1 — керноприемный стакан; *2* — эжектор; *3* — шток; *4* — втулка; *5* — грибок; *6* — вертлюг-сальник; *7* — колонна; *8* — снаряд забивной; *9* — муфта; *10* — муфта упорная; *11* — окна промывочные; *12* — башмак

Диаметры наружный/внутренний элементов ударной системы, мм:	
труб обсадной колонны	168/152
башмака обсадной колонны	188/128
керноприемного стакана	140/128
узла СГК, воспринимающего давление забивного снаряда	430/203
Высота сбрасывания забивного снаряда, м	до 2
Ускорение движения забивного снаряда, м/с	до 8

Описанные способы бурения и технические средства для их осуществления использованы при бурении скважин в АО «Дальморгеология». Опыт бурения подтвердил, что перенос забивного снаряда

ниже уровня моря повышает безопасность работы и при ударах по придонной муфте позволяет увеличивать глубины и диаметры скважин и расширять площади разведки, а также снижает потери энергии удара. Это приводит к большему, чем при традиционном способе, заглублению колонны за каждый удар и, следовательно, повышению скорости бурения. В частности, при глубине скважины по породам 20 м скорость погружения обсадных труб диаметром 168 мм составляет традиционным способом 4,3 м/ч, новым — 10 м/ч, а при глубине скважины 30 м — 1,4 и 6,5 м/ч соответственно. Новым способом забивали в породы трубы диаметром 273 мм на Японском море и диаметром 325 мм на Балтийском. Решить такие задачи традиционным способом невозможно.

Вращательный способ бурения с отбором керна в твердых породах является наиболее рациональным. С целью повышения эффективности бурения скважин с ПБУ вращательным способом отечественными и зарубежными инженерами разработан ряд оригинальных конструкций вращателей, учитывающих специфические условия работы. Разработки проводят в основном в направлении создания вращателей с индивидуальным приводом.

В настоящее время разработаны вращатели различных типов: вращатели, устанавливаемые на платформе ПБУ, на кондукторе, забойные вращатели (винтовые двигатели).

Среди вращателей, устанавливаемых на платформе ПБУ, наиболее рациональным признан ВМБ-5 для бурения скважин глубиной до 100 м с глубиной моря до 50 м.

Конструктивная особенность ВМБ-5 — стол ротора, снабженный двумя вкладышами: наружным и внутренним. Причем внутренний вкладыш соединен с наружным, а последний — со столом ротора шарнирно при помощи пальцев, установленных в двух диаметрально перпендикулярных плоскостях. Это исключает изгиб ведущей штанги при наклоне палубы ПБУ до 10°.

Использование забойных вращателей для сооружения скважин с ПБУ объясняется стремлением избавиться от влияния качки на процесс бурения. Это возможно при условии отсутствия жесткой связи между ПБУ и буровым снарядом и обеспечивается при бурении забойной машиной (двигателем). Забойный двигатель вращает только колонковый снаряд или долото, бурильная колонна при этом воспринимает реактивный момент и не вращается. Известны два вида забойных двигателей: электрический — электробур и гидравлический — турбобур или винтовой двигатель (табл. 13.5).

Для бурения скважин на россыпи наиболее приемлемыми считаются винтовые двигатели. Винтовые двигатели, выпускаемые в России, выполнены по единой компоновочной схеме и имеют неподвижный статор и планетарно вращающийся ротор, представляющие собой зубчатую пару с внутренним косозубым зацеплением с разницей в числах зубьев, равной единице. Одним из основных технологических параметров процесса бурения винтовыми двигателями является расход

Таблица 13.5. **Технические характеристики гидравлических двигателей**

Параметры	Турбобур ТС4А-4	Винтовой двигатель		
		Д-127	Д-85	Д-54
Расход жидкости, л/с	8	15—20	5—7	2—3
Перепад давления, Мпа	5,5	5,5—7,0	4,5—6,0	3,5—4,0
Частота вращения, об/мин	810	130—175	130—280	350—500
Мощность на валу, кВт	16,2	20—30	6—10	2—5
Диаметр корпуса, мм	104,5	127	88	54
Длина, мм	12 775	6000	3235	2230
Масса, кг	629	450	111	27

промывочной жидкости. Он существенно влияет на развиваемые двигателем крутящий момент, частоту вращения и мощность. По мере роста крутящего момента перепад давления на двигателе увеличивается линейно, а частота вращения снижается вначале незначительно, а при торможении двигателя — резко. Зависимости мощности двигателя и КПД близки между собой по характеру и имеют точки максимума. Поскольку перепад давления на двигателе пропорционален крутящему моменту на его валу, то работу двигателя на забое можно контролировать по изменению давления на насосе. Винтовой двигатель обеспечивает высокий крутящий момент на выходном валу, что позволяет создавать большие осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент при низкой частоте вращения, мало изменяющейся при увеличении осевой нагрузки. Последнее обеспечивает сохранность керна при бурении с промывкой в рыхлых отложениях и породах перемежающейся крепости.

Для повышения выхода керна при бурении в таких породах рекомендуется уменьшать скорость потока в зазоре между керном и внутренней стенкой коронки, а также создавать в керноприемной трубе восходящий поток, препятствующий самозаклиниванию керна. Реализовать это при бурении винтовыми двигателями можно, используя комбинированную схему циркуляции промывочной жидкости. Принцип ее в том, что жидкость, поступающая по бурильной колонне к двигателю, выходит из его ротора выше колонковой трубы и часть ее по скважине поступает по кольцевому зазору к забою, омывая торец породоразрушающего инструмента, а затем через внутреннюю полость снаряда вновь попадает в затрубное пространство, вынося продукты разрушения. Такая схема промывки может осуществляться с применением специальных снарядов: пакерных, эжекторных и для «безнасосного» бурения.

Схема работы снарядов для «безнасосного» бурения винтовыми двигателями аналогична схеме безнасосного бурения поверхностными вращателями. Известны две конструкции таких снарядов: одинарные и двойные (рис. 13.36).

Одинарный снаряд состоит из коронки *1*, колонковой трубы *2*, седла клапана *3*, клапана *4*, переходника *5*, шламоотводящей трубы *6*, отводного канала *7*. Двойной снаряд снабжен также трубой-юбкой *8* и коронкой-расширителем *9*.

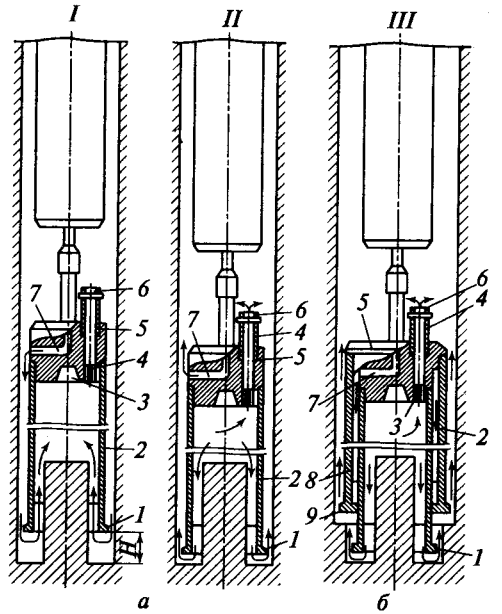


Рис. 13.36. Схемы одинарного (*а*) и двойного (*б*) снарядов и их работы при безнасосном бурении

Бурение скважин с непрерывным транспортированием керна исключает наиболее трудоемкие операции, связанные с его отбором и обсадкой скважины трубами, а также существенно сокращает затраты времени на сооружение скважины в целом. Последнее повышает вероятность завершения скважин в периоды благоприятных для бурения погодно-климатических условий. Применение двойной колонны наряду с основным эффектом предохраняет ствол скважины от контакта с очистным агентом и обусловленных этим негативных явлений (обрушение ствола, образование сальников и условий для затяжек инструмента, миграции полезных компонентов вдоль скважины и т. д.).

В настоящее время для этой цели используют несколько технологических схем бурения, главными из которых являются следующие:

✓ вращательное бурение с гидротранспортом керна (ГТК) и шлама;

✓ ударное бурение с непрерывной транспортировкой выбуренной породы.

Вращательное бурение с ГТК осуществляют комплексом технических средств КГК-50/50П, который предназначен для бурения скважин в породах I—IV с прослоями V—VII категорий по буримости преимущественно при поисках и разведке россыпных месторождений шельфа. Он смонтирован на ПБУ «Приморец» и отличается от аналогов наличием системы компенсации качки, передвижного стеллажа для двойной колонны труб, керноприемного устройства применительно к условиям бурения в сильно обводненных породах с содержанием до 40 % мелкой фракции, увеличенным диаметром бурения и зависящим от него параметрами привода и составляющих элементов.

Технические характеристики комплекса для бурения с гидротранспортом керна:

Наружный диаметр твердосплавной коронки, мм	132
Глубина бурения, м	50
Глубина моря, м	50
Диаметры труб, мм:	
наружных	108
внутренних	73
Длина трубы, м	2
Масса двойной трубы, кг	62
Диаметр керна, мм	61—65
Частота вращения, об/мин	75 и 165
Крутящий момент, Н·м	3500
Ход подачи, мм	3800
Усилие подачи, кН:	
вниз	31
вверх	56,5
Тип приводного двигателя	Д-65Н;
Мощность двигателя, кВт	48
Тип бурового насоса	НБ4-320/63;
Подача насоса, л/мин	32—320
Транспортная база	ПБУ «Приморец»

Комплекс испытан при бурении более 300 м скважин глубиной до 25 м. Забуривание осуществляли задавливанием снаряда на глубину 1,5 м. Рекомендуемые режимные параметры приведены в табл. 13.6.

Таблица 13.6. **Режимные параметры КГК**

Порода	Расход воды, л/мин	Частота вращения, об/мин	Осевая нагрузка, кН	Параметры расхаживания, м	
				интервал	высота
Пески, суглинки, алевролиты, глины	240—260	70—90	4—6	0,5 3—3,5	0,5 0,5—2,5
Плотные глины с включением валунов, гальки	300—370	40—65	6—10	0,5 1,5—2,0	0,5 1,0—2,0

Традиционный способ вращательного бурения с гидротранспортированием керно-шламового материала не удовлетворяет ряду геолого-методических требований к качеству бурения по следующим причинам: не обеспечивает опережения забоя трубами и, как следствие, недостаточна геологическая информативность. Кроме того, невозможно определение границ пород разреза из-за обогащения или обеднения

транспортируемых проб. Имеется также ряд технических проблем: невозможность поддержания рациональных режимов бурения из-за качки ПБУ, трудность передачи больших осевых нагрузок из-за изгиба двойной колонны труб (ДКТ) в интервале между поверхностью и дном моря, невозможность замены износившегося породоразрушающего инструмента, малые диаметры, высокая стоимость, сложность и ненадежность конструкции ДКТ, большие затраты мощности на ее вращение.

Этих недостатков лишен способ ударного бурения, сочетающий погружение в породы ДКТ и гидротранспортирование керна по ее центральному каналу. ДКТ для реализации нового способа состоит из подвижных одной относительно другой в продольном направлении наружной и внутренней колонн. Погружают ДКТ в породы ударами подводного кольцевого забивного снаряда по придонной муфте наружной колонны (схема *I*) или ударами по ее башмаку внутренней колонной (схема *II*). В обеих схемах бурение ведут с опережением забоя скважины башмаком ДКТ (рис. 13.37).

Новый способ эффективнее вращательного бурения с гидротранспортированием керно-шламового материала по геологической информативности, скорости бурения, простоте исполнения, обслуживания и доступности приобретения необходимого оборудования. Опережение забоя скважины башмаком ДКТ позволяет отслеживать интервалы слоев пород путем прекращения погружения колонны и вымывания из нее керна до полной очистки восходящего потока воды. Также предотвращается уход в затрубное пространство нагнетаемой к забою воды и тем самым исключается выдавливание пород забоя в затрубное пространство и образование породных пробок в канале ДКТ. Погружение ДКТ в породы ударами не требует ее расхаживания. Это исключает обрушение пород из стенок скважины к забою, обогащение или обеднение проб и обеспечивает 100 %-й выход керна.

Данный способ позволяет выбуривать керн большого диаметра, так как увеличение диаметра ДКТ не усложняет ее конструкции и не требует такого интенсивного увеличения мощности на ее погружение в породы, как при вращательном бурении. Поэтому относительно просто изготовить ДКТ с внутренним диаметром, достаточным для отбора проб забивными стаканами или перехода на вращательное бурение.

Нанесение ударов по башмаку колонны уменьшает ее изгиб и потери энергии на деформации, увеличивает КПД удара, возможные глубины скважин и разведываемых акваторий. Отсутствие жесткой связи плавсредства с ДКТ и погружающими ее механизмами увеличивает время бурения, ограничиваемое волнением моря. Возможность поступательного перемещения внутренней колонны относительно наружной позволяет использовать внутреннюю колонну для забивания и выбивания наружной, что гарантирует извлечение их при бурении с ПБУ малого водоизмещения без опасности ее потопления, а при бурении на глубоких акваториях — наращивать только внутреннюю колонну (см. рис. 13.37, схема *II*). При этом повышается производительность

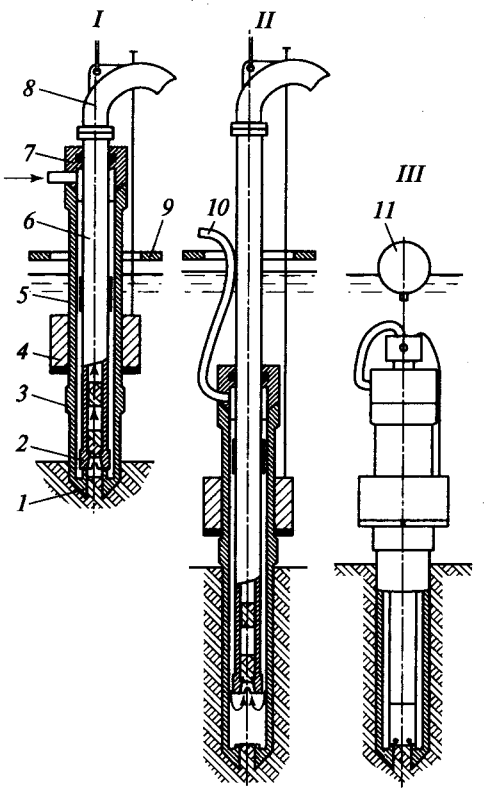


Рис. 13.37. Схемы забивного бурения с гидротранспортированием керна (*I*, *II*) и отстоя ДКТ в период шторма (*III*):

1 — башмак ДКТ; *2* — ударник; *3* — муфта; *4* — снаряд забивной; *5* — колонна наружная; *6* — колонна внутренняя; *7* — вертлюг-сальник; *8* — колено отводное; *9* — проем ПБУ; *10* — шланг нагнетательный; *11* — буй

бурения, снижается трудоемкость работ и количество поломок ДКТ, так как ДКТ используется в качестве телескопического кондуктора. Это дает возможность на время шторма опускать его верхний конец под уровень моря, уменьшая тем самым воспринимаемый им изгибающий момент за счет уменьшения высоты кондуктора и сил волнового давления (см. рис. 13.37, схема *III*).

Испытаниями снарядов, составленных из наружных труб диаметром 168/150 мм, внутренних — 127/107 мм, определены оптимальные режимные параметры и соответствующие показатели бурения для различных горных пород.

Для обеспечения оптимальной скорости потока, равной 2 м/с в керноприемной трубе, необходим насос производительностью до 1000 л/мин с давлением 0,9 МПа, чему удовлетворяют центробежные насосы НВЦ 63/80, 63/100.

Для *однорейсового вращательного или вибрационного бурения подводных скважин* предназначена большая часть созданных в настоящее время погружных автономных установок. Они включают в себя стабилизирующее придонное основание с направляющими, по которым перемещается подвижный вращатель или вибратор с колонковой трубой, и отличаются простотой устройства в эксплуатации, а также незначительными затратами времени и средств на отбор проб в верхних слоях донных отложений.

К погружным установкам для однорейсового бурения подводных скважин предъявляются следующие требования:

✓ высокая мобильность;

✓ большая автономность, обеспечивающая независимость от ограниченных колебаний моря и частичных перемещений базового судна;

✓ гибкая связь с плавсредством, позволяющая удерживать последнее над заданной точкой одним штатным якорем, без дополнительной стабилизации и использования компенсаторов качки, амортизаторов, других вспомогательных приспособлений;

✓ комбинированный способ бурения, значительно расширяющий область применения как по глубинам скважин, так и по физико-механическим свойствам пород;

✓ заданный выход керна и высокая достоверность опробования;

✓ регулируемая непрерывная обратная призабойная циркуляция жидкости, обеспечивающая снижение свайного эффекта и увеличение механической скорости и рейсовой углубки.

В настоящее время разработано большое количество установок и пробоотборников, отличающихся принципом действия и конструктивными особенностями. Большинство из них создано для конкретных геолого-технических условий бурения, поэтому имеет весьма ограниченную область применения. Наиболее эффективны установки с повышенной углубкой за рейс, в которых применяют колонковые трубы длиной 8—12 м, что в сборе с гидровибратором составляет 10—14 м.

Литература

1. *Брылин В. И.* Бурение скважин на россыпи. Учебное пособие.— Томск: Изд-во ТПУ, 2000.—104 с.

2. *Власюк В. И.* Бурение вентиляционных скважин большого диаметра в твердых породах//Разведка и охрана недр, 1983. № 3. С. 31—33.

3. *Егоров Н. Г.* Применение расширителей для отбора проб увеличенного объема из разведочных скважин/А. И. Рябинин//В сб.: Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Вып. 24.— Екатеринбург.: Изд-во УГГА, 2001. С. 94—100.

4. *Кардыш В. Г.* Универсальное буровое оборудование производства ОГАО «Геомаш»/Г. В. Кардыш//Разведка и охрана недр, 2004. № 2. С. 17—18.

5. *Кудряшов Б. Б.* Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород/В. К. Чистяков, В. С. Литвиненко.— Л.:Недра, 1991.—295 с.

ГЛАВА 14
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля за этим процессом с помощью контрольно-измерительной аппаратуры и внедрения средств автоматики.

В данном разделе рассмотрена аппаратура для контроля главным образом процессов сооружения скважин и эффективности бурения. С целью показа методики обобщения и систематизации принципов построения аппаратуры, ее классификации показана структурная схема бурового технологического комплекса в главном его проявлении: бурение скважин вращательным способом с использованием поверхностного привода.

14.1. Буровой технологический комплекс

Наиболее важной является аппаратура для контроля работы породоразрушающего инструмента. Основная трудность в разработке аппаратуры состоит в том, что забойные параметры вынуждены определять косвенным путем с помощью поверхностной аппаратуры.

С помощью поверхностной аппаратуры измеряется реакция узлов буровой установки на силовую загрузку при бурении. Узлы буровой установки испытывают нагрузку и при спуско-подъемных операциях. Для рассмотрения характера реакции узлов буровой установки, принципов построения буровой контрольно-измерительной аппаратуры и ее классификации вводится понятие «буровой технологический комплекс» (БТК).

Буровой технологический комплекс включает буровой комплекс (станок, насос, компрессор, привод, труборазворот, мачту, технологический и вспомогательный инструмент, забойные буровые машины), скважину с их многообразием рабочих процессов и операций и исследовательских работ.

Скважина при ее бурении как объект контроля входит составной частью в более сложный объект контроля, но при проведении ряда работ и исследований может представлять собой и самостоятельный объект контроля.

На рис. 14.1 приведена структурная схема БТК, включающая технологические звенья: привод, редуктор, шпиндельный и роторный

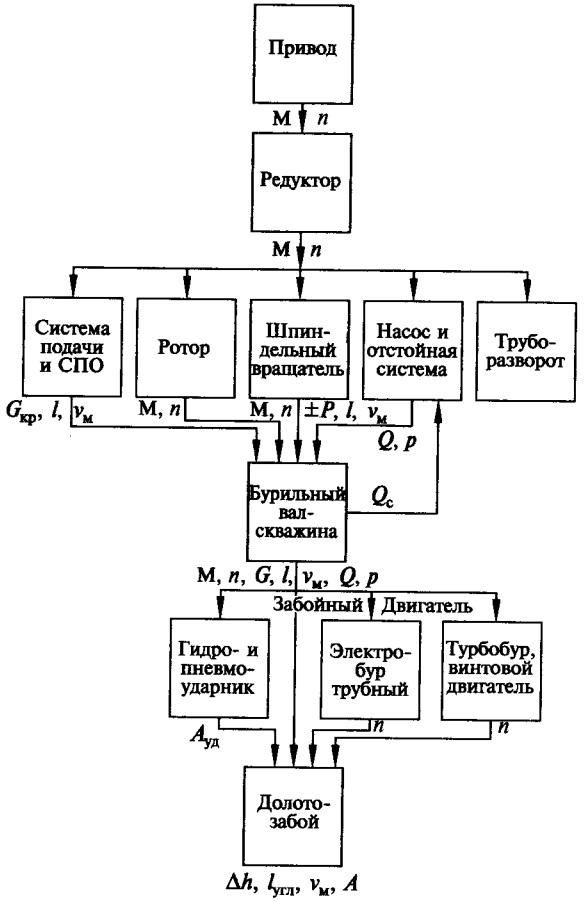


Рис. 14.1. Структурная схема БТК

вращатели с системой подачи инструмента (в конкретном случае бурения скважин используется один из типов названных вращателей), буровой насос с гидравлической отстойной системой, труборазворот, систему «буровой вал — скважина», забойную машину; звено долотозабой является заключительным звеном в структурной схеме; компрессор, пневмоударник, винтовой двигатель могут быть представлены соответственно как насос, гидроударник, турбобур.

На схеме показаны основные типы вращателей и основные системы подачи инструмента. В звено «редуктор» включена также коробка перемены передач бурового станка. При применении конкретного бурового агрегата, привода и забойной машины при конкретной реализации того или иного способа удаления продуктов разрушения на

схеме можно выделить конкретную цепь передачи силовых воздействий и путь образования режимных параметров.

На схеме БТК приняты буквенные обозначения параметров: M — момент; P — сила; G — вес; Q — расход жидкости, воздуха в единицу времени; p — давление; l — перемещение, углубка; v — линейная и окружная скорости; ω — угловая скорость; n — частота оборотов в мин; m — частота ударов; $A_{уд}$ — энергия ударов.

14.2. Классификация буровой контрольно-измерительной аппаратуры

Многообразие решаемых при сооружении скважин задач, процессов и операций, частая невозможность прямым путем измерять технологические параметры объясняют большое разнообразие буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА) и предопределяют ее классификацию по ряду признаков:

- ✓ *функционально-технологическому;*
- ✓ *способам измерения и контроля;*
- ✓ *способу отображения информации;*
- ✓ *виду унифицированного сигнала датчика.*

Возможно разделение аппаратуры и по числу измеряемых параметров, способу передачи информации на расстояние, месту постановки датчика, исполнению и др.

Аппаратура номеруется в размерностях основного параметра и чаще всего получает название по этому параметру.

Классификация БКИА по функционально-технологическому признаку

По функционально-технологическому признаку БКИА можно объединить в пять классов (табл. 14.1).

Таблица 14.1. **Классификация БКИА**

Классы БКИА				
1-й	2-й	3-й	4-й	5-й
Для контроля технологических параметров	Для контроля технико-экономических показателей	Комплексная аппаратура	Для определения параметров и свойств материалов	По ТБ и охране труда

1-й класс — аппаратура для контроля технологических параметров процессов, оборудования, машин, механизмов, инструмента, скважин, агента для удаления продуктов разрушения. С помощью данной аппаратуры контролируют режим работы, силовую загрузку, техническое состояние, параметры оборудования, инструмента и т. д., участвующих в процессах. В классе технологической аппаратуры важнейшими являются семь основных групп.

1. Аппаратура для контроля режима работы породоразрушающего инструмента (технологических параметров процесса бурения): измерители осевой нагрузки, частоты оборотов, аппаратура для контроля режима промывки или продувки, крутящего момента, измерители частоты и энергии ударов.

2. Аппаратура для контроля работы привода.

3. Аппаратура для контроля силовой загрузки и состояния бурового оборудования и инструмента: измерители крутящего момента на валах силовой передачи станка, насоса, компрессора, труборазворота усилий, давлений и напряжений в узлах и деталях бурового агрегата и инструмента; аппаратура для контроля технического состояния буровых труб (толщиномеры, индикаторы износа, дефектоскопы), загрузки талевого каната (счетчики работы талевого каната, измерители усилий), износа вооруженности и состояния породоразрушающего инструмента.

4. Аппаратура для контроля работы забойных буровых машин.

5. Аппаратура для контроля работы скважинных специальных снарядов и инструмента (сигнализаторы прекращения эжекции струйного насоса, сигнализаторы режима работы ПРИ и др.).

6. Аппаратура для контроля спуско-подъемных операций: измерители скорости и высоты подъема элеватора, счетчики количества поднятых свечей, измерители глубины спуска и подъема инструмента и др.

7. Аппаратура для контроля геометрических параметров скважины (инклинометры, кавернометры, глубиномеры) и параметров процессов при проведении специальных работ и исследований в скважине: для проведения исследований по статике и динамике подземных вод, контроля параметров процесса откачки (скважинные расходомеры, дебитомеры, уровнемеры, определители направления потоков, манометры, термометры, аппаратура для выявления зон поглощений и водопритоков и др.).

2-й класс — аппаратура для контроля технико-экономических показателей (ТЭП) процесса бурения скважин, эффективности процесса бурения — измерители углубки за отрезок времени, рейсовой углубки, проходки на ПРИ; измерители механической и рейсовой скорости бурения; электросчетчики, счетчики расхода раствора.

3-й класс — комплексная аппаратура, включающая несколько измерителей из 1-го и 2-го классов (ГП, ПКМ, ИРБ, КУРС, РУМБ).

4-й класс — аппаратура для определения свойств материалов, жидкостей, реагентов, участвующих в осуществлении технологических процессов.

5-й класс — аппаратура для контроля параметров и показателей, характеризующих состояние техники безопасности и охраны труда при выполнении работ по сооружению скважин.

Классификация БКИА по способам измерения и контроля

По способам измерения и контроля БКИА может быть объединена в три основные группы.

1. Аппаратура, использующая способы прямого измерения и контроля параметров, непосредственно характеризующих технологический процесс или состояние: механическая сила и напряжение, расход жидкости, давление, температура, частота оборотов и ударов, крутящий момент, уровень, угол, электрическое напряжение и ток, перемещение и скорость и другие параметры, отображающие физическую природу измеряемых величин.

2. Аппаратура, использующая способы косвенного измерения и контроля параметров процесса или состояния по одному или нескольким другим параметрам, функционально связанным с искомой величиной.

3. Аппаратура, использующая экстраполирование (прогнозирование) по одному или нескольким параметрам.

Классификация БКИА по способу отображения информации

На рис. 14.2 представлена классификация БКИА по способу отображения информации: аппаратура с индикацией, регистрацией результатов измерения или контроля технологических параметров и комбинированная аппаратура.

Классификация БКИА по виду унифицированного сигнала датчика

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре применяют в основном четыре вида выходных сигналов датчика: аналоговые сигналы постоянного и переменного тока, частотные и импульсные сигналы.

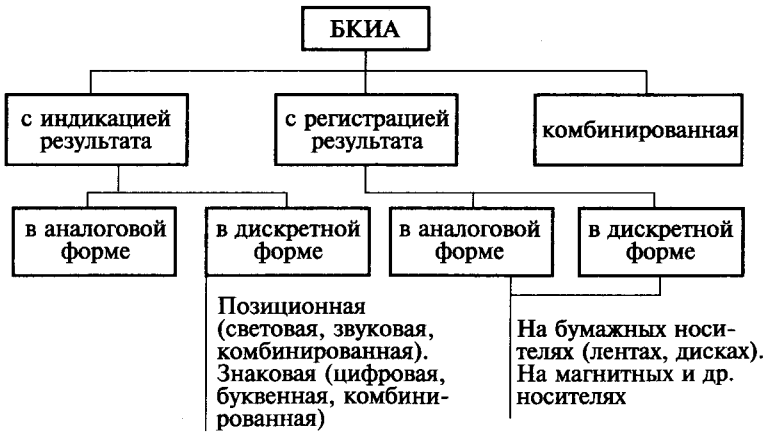


Рис. 14.2. Схема классификации БКИА по способу отображения информации

Тесная связь и взаимовлияние процессов и состояний буровой установки, инструмента, скважины, толщи горных пород позволяют, контролируя комплекс параметров или один параметр, косвенным путем решать ряд не менее важных задач, которые квалифицируются *как специальные способы проведения исследований, способы определения или предупреждения тех или иных ситуаций.*

К специальным способам исследований относят разделение в процессе бурения толщи горных пород на отдельные разности с помощью измерителей механической скорости бурения, осевой нагрузки и крутящего момента. Данный способ исследования относится к способам контроля естественной смены ситуаций, к которым, кроме смены горных пород и встречи пластов полезного ископаемого, можно отнести встречу поглощающего горизонта, зоны трещиноватых пород, зоны водопроявлений.

К способам определения тех или иных ситуаций относят способ определения состояния вооружения долота с использованием измерителей скорости бурения, осевой нагрузки, крутящего момента, давления промывочной жидкости.

К способам предупреждения нежелательных ситуаций — способы предупреждения прижогов коронок, обрыв буровых труб, выбросов, с использованием соответствующей аппаратуры.

Создается аппаратура, совмещающая в себе измеритель основного параметра и специальное устройство, работающее в функции данного параметра. Примером такой аппаратуры является сигнализатор встречи угольных пластов С-ТПУ Томского политехнического университета, выполняющий также роль измерителя механической скорости бурения и сигнальное устройство.

Аппаратура градуируется в размерностях основного параметра и чаще всего получает название по контролируемому основному параметру. Название получает и по сути попутного назначения, что может быть не менее важным в применении аппаратуры. Специальная аппаратура, предназначенная только для специальных целей, получает название, соответствующее этой цели.

Классификация скважинной аппаратуры

Скважинная аппаратура предназначена для измерения «скважинных» параметров как в процессе бурения скважины, так и после ее окончания.

Скважинная аппаратура включает скважинный датчик, канал связи и поверхностную приемную часть; обязательным является нахождение в скважине точки съема сигнала (ТСС): диаметр, уровень, порода и др.

Скважинная аппаратура включает только датчик со скважинной точкой съема сигнала. В отдельных случаях скважинной может быть только ТСС, все же остальные звенья аппаратуры находятся на поверхности, при этом связь датчика с поверхностной аппаратурой беспроводная.

При безразличном положении ТСС (в скважине, на поверхности), если это не влияет на качество измерений, аппаратура не включается в класс скважинной, например дебитомер с врезкой датчика дебита в водоподъемные трубы выше или ниже устья скважины.

Скважинную аппаратуру классифицируют по следующим признакам:

- ✓ назначению (каверномеры, инклинометры, термометры и др.);
- ✓ числу измеряемых параметров;
- ✓ типу датчика и типу канала связи;
- ✓ виду предоставляемой информации;
- ✓ времени использования (в процессе бурения, требуется перерыв в бурении, после окончания скважины, в аварийных ситуациях);
- ✓ частоте использования (постоянно действующая, периодического действия, разовая, по мере необходимости);
- ✓ времени получения (считывания) информации и др.

Условия эксплуатации контрольно-измерительной аппаратуры в бурении скважин существенно отличаются от условий эксплуатации ее в любой другой отрасли. При бурении скважин наиболее интересующими параметрами являются текущие параметры режима работы породоразрушающего инструмента, разбуриваемые породы и многие другие «глубинные» параметры, которые необходимо знать в процессе бурения. Постановка глубинной аппаратуры для передачи сигналов на поверхность или для автоматического управления работой породоразрушающего инструмента при малых диаметрах геологоразведочных скважин является сложной проблемой. Поэтому в практике применяют расположенную на поверхности аппаратуру для контроля глубинных параметров. Звено «буровой вал — скважина» вносит большие погрешности в измерения глубинных параметров. БКИА работает в условиях сильных вибраций, тряски, динамических нагрузок, резкой смены и большой разности температур, влажности, давления, больших колебаний напряжения питания и частоты электрического тока. Специфическими являются не только условия эксплуатации буровой КИА, но и ее обслуживание.

Общие требования к аппаратуре общепромышленного применения относят и к буровой КИА: высокая надежность, простота устройства и эксплуатации, точность, минимальная стоимость. Высокая надежность и простота устройства имеют особое значение.

При эксплуатации буровой КИА необходимо выполнение следующих условий: устойчивости к воздействию внешних факторов — воды, бурового раствора, масел, вибраций; возможность монтажа на серийно изготовляемое буровое оборудование без внесения в него конструктивных изменений. Показания аппаратуры во всем диапазоне измерений не должны содержать ошибки, превышающие допустимые.

Специфичность БКИА привела к необходимости в выработке самостоятельных требований к основным параметрам приборов. Буро-

вая контрольно-измерительная аппаратура должна удовлетворительно работать при следующих условиях эксплуатации:

Температура окружающей среды, °С:	
для датчиков и указателей	−30 ÷ +50
для регистраторов	−5 ÷ +50
Параметры источников питания: колебания (%) от номинальной величины	
напряжение	±20
частота	±2
Вибрации, м/с²:	
для датчиков и указателей	15
для регистраторов (в диапазоне частот от 5 до 80 Гц)	5
Исполнение аппаратуры:	
датчиков и указателей	Пыле- и брызгозащитное
регистраторов	Пылезащитное

Применяемые элементы в аппаратуре должны гарантировать взрывобезопасность.

14.3. Метрологические характеристики контрольно-измерительной аппаратуры

Погрешность является одной из основных характеристик измерений.

По способу выражения погрешности измерений подразделяют на абсолютные и относительные; по характеру проявления — систематические и случайные; по условиям измерения измеряемой величины — статические и динамические.

Абсолютная погрешность ΔX имеет размерность измеряемой величины и равна разности результата измерения X и действительного значения $X_д$ этой величины:

$$\Delta X = X - X_д. \qquad (14.1)$$

За действительное значение измеряемой величины обычно принимают среднее арифметическое из ряда значений величины, полученных при равноточных измерениях, или арифметическое среднее взвешенное при неравноточных измерениях. При поверке средств измерений действительным значением является значение образцовой меры или показание образцового средства измерения.

Абсолютную погрешность, взятую с обратным знаком, называют поправкой. Она не может полностью характеризовать точность измерений.

Относительная погрешность δ — это выраженное в процентах отношение абсолютной погрешности ΔX к действительному (которое близко

к истинному и допустимо к практическому использованию) значению измеряемой величины:

$$\delta = (\Delta X / X_д) \cdot 100\ \%. \qquad (14.2)$$

Учитывая, что при измерениях должно обеспечиваться хотя бы приблизительное равенство измеренной величины X и действительной $X_д$, в практических расчетах в формулу (14.2) подставляется X:

$$\delta = (\Delta X / X) \cdot 100\ \%. \qquad (14.3)$$

Для оценки точности измерения, обеспечиваемой при применении данного прибора, в практике пользуются показателями, которые называются характеристиками точности приборов — градуировочная погрешность, вариация и основная погрешность.

Необходимость знать градуировочные погрешности и вариации прибора практически возникает при особо точных измерениях. Для общей оценки метрологических свойств технических приборов предпочитают указывать не градуировочную погрешность, а значение общей погрешности его, т. е. значение суммы систематической и случайной погрешностей $a + b$. Величину

$$\gamma = a + b, \qquad (14.4)$$

определенную при нормальных условиях, называют *основной* погрешностью, т. е. это общая погрешность прибора, определенная при нормальных условиях. Предел допускаемой основной погрешности — это наибольшая (без учета знака) основная погрешность средства измерений, при которой оно может быть признано годным и допущено к применению.

Отклонение условий эксплуатации от нормальных вызывает *дополнительную* погрешность прибора. Такими отклонениями являются: отклонение температуры, отклонение прибора от его рабочего положения, влияние внешнего магнитного и электрического полей, отклонение напряжения и частоты источника питания. *Предел допустимой дополнительной погрешности* (изменение показаний) — это наибольшая дополнительная погрешность (изменение показаний), вызываемая изменением влияющей величины в пределах расширенной области, при которой средство измерений по техническим требованиям может быть допущено к применению.

Пределы допустимых основных и дополнительных погрешностей устанавливаются в виде приведенных, относительных или абсолютных погрешностей и могут выражаться в виде определенного числа делений.

Приведенную погрешность прибора, определенную при нормальных условиях, т. е. при тех условиях, при которых производилась его градуировка, называют *основной приведенной погрешностью:*

$$\gamma_{пр} = (a + b) / X_N \cdot 100\ \%. \qquad (14.5)$$

Приведенная погрешность $\gamma_{пр}$ — это выраженное в процентах отношение наибольшей абсолютной погрешности $\Delta X_п$, определенной при

поверке прибора, к нормирующему значению, т. е. некоторому установленному значению, по отношению к которому рассчитывается погрешность. Часто в качестве нормирующего значения для приведенной погрешности принимают верхний предел (диапазон D) измерения прибора:

$$\gamma_{пр} = (\Delta X_{п}/D) \cdot 100\ \%. \qquad (14.6)$$

По приведенной погрешности устанавливают класс точности прибора. Величина погрешности прибора зависит от условий его работы, в соответствии с чем погрешности делят на основные и дополнительные.

Основной называют наибольшую погрешность, которая определяется при нормальных условиях работы прибора: 20 °С, давление 101 327 Па (760 мм рт. ст.), влажность 60 %, отсутствие внешних электрических и магнитных полей, правильная установка прибора.

Отличие условий работы прибора от нормальных (в основном отличие параметров источника питания и температуры окружающей среды) приводит к *дополнительной* погрешности.

Обобщенной характеристикой прибора, определяющей пределы допустимых основных и дополнительных погрешностей, является класс точности прибора. *Класс точности* прибора численно равен (в %) максимальной величине основной приведенной погрешности. Классы точности и соответствующие им предельно допустимые значения основной погрешности для электроизмерительных приборов выбирают из ряда (1; 2; 5)^n, а также 1,0; (2,0 — для счетчиков электрической энергии); 2,5; 4,0, где n — целое отрицательное число.

Электроизмерительным приборам присваивают классы точности, числовые значения которых выбирают из следующего ряда: 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0. Для приборов, у которых основная погрешность больше 4,0, класс точности не устанавливается, и приборы характеризуются предельной величиной основной погрешности (что характерно для БКИА). В процессе эксплуатации погрешность приборов увеличивается, поэтому приборы подлежат периодической поверке.

Для БКИА, за исключением приборов общепромышленного применения (вольтметров, манометров и т. п.), в большинстве случаев класс точности не устанавливается. Для оценки точности БКИА указывается основная погрешность и дополнительная, вызванная отклонением от рабочих условий температуры, напряжения и частоты источника питания.

14.4. Общие сведения об измерениях неэлектрических величин. Датчики и измерительные схемы

Преобразователи неэлектрических величин в электрические представляют собой большую группу преобразователей, применяемых при электрических измерениях неэлектрических величин. Преобразователи делят на две группы: параметрические (пассивные) и генераторные (активные).

В *параметрических* преобразователях измеряемая величина вызывает изменение одного из параметров элемента электрической цепи: сопротивления, индуктивности или емкости. К этим преобразователям относят реостатные, термисторные, тензометрические, индуктивные, емкостные преобразователи, фотосопротивления.

В *генераторных* преобразователях измеряемая неэлектрическая величина преобразуется в ЭДС. Наиболее распространены индукционные, термоэлектрические (термопары), пьезоэлектрические, гальванические преобразователи.

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре широко используют индуктивные и индукционные преобразователи. Часто преобразователи называют датчиками. Преобразователь же является частью, основным элементом датчика.

Датчиком называют устройство, предназначенное для функционального преобразования поступающей на его вход информации в виде физической величины в другую физическую величину на выходе, удобную для использования, передачи или воздействия на последующие звенья.

Абсолютное большинство контролируемых величин при сооружении скважин имеют неэлектрическую природу — это сила, давление, расход, крутящий момент, перемещение, линейная скорость, угол, температура и т. д.

По виду контролируемой неэлектрической величины различают датчики механических, тепловых и оптических величин и др.

По «связи» с измеряемой физической величиной датчики подразделяют на контактные и бесконтактные. В буровой контрольно-измерительной аппаратуре используются в основном контактные датчики.

Датчики для измерения неэлектрической величины в общем случае могут содержать три звена: первичный I (предварительный), основной (измерительный) II и выходной III преобразователи (рис. 14.3).

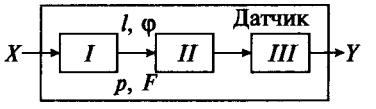


Рис. 14.3. Структурная схема датчика

Первичный преобразователь преобразует контролируемый входной параметр X (крутящий момент, расход жидкости и т. д.) чаще всего в перемещение (линейное l или угловое φ), силу F или давление p. Входными параметрами могут быть и l, φ, p, F, например, входной параметр — давление p преобразуется в силу F ($F = pS$).

Преобразование перемещения, силы или давления в электрическую величину осуществляется основным (измерительным) преобразователем.

Выходной преобразователь датчика выполняет функции согласования выходных параметров основного преобразователя с измерительной цепью.

Все три звена, конструктивно оформленные, связанные с объектом контроля и измерительной цепью, образуют датчик.

По виду выходного сигнала первичного преобразователя датчики часто называют в общем случае датчиками перемещения, силы, давления. И эти же датчики в зависимости от их конкретного функционального назначения (от измеряемой величины X) получают название, определяемое их функциональным назначением: датчики углубки, осевой нагрузки, уровня и т. д. Часто в названиях датчиков БКИА совмещаются принципы работы первичного и вторичного преобразователей, измерительной схемы, вид выходного сигнала датчика и функциональное его назначение. Например, индуктивный датчик расхода промывочной жидкости постоянного перепада давления (РС-ТПУ), импульсный тахометрический датчик расхода жидкости. И это несет полезную поясняющую информацию.

Основные типы датчиков буровой контрольно-измерительной аппаратуры

С помощью БКИА измеряют и контролируют многие физические величины: силу, давление (импульсы давления), перемещение, расход жидкости и сжатого воздуха, частоту оборотов вала, крутящий момент, уровень жидкости, угол, температуру. Контролируемая величина может предварительно преобразовываться в одну из выше названных, например, давление в силу.

При разработке БКИА важным моментом является выбор датчика, анализ всех возможных преобразований интересующего параметра в полезные сигналы и распределение их в элементах буровой установки в виде реакций на силовую загрузку при бурении и СПО.

В БКИА используют и параметрические (пассивные) и генераторные (активные) датчики.

Индуктивные датчики входят в состав простейших схем индуктивных преобразователей (рис. 14.4).

При использовании индуктивных датчиков измеряемая величина (параметр) преобразуется в перемещение l сердечника (якоря, пластинки) и затем уже воздействует на вторичный преобразователь, изменяя сопротивление магнитной цепи $R_м$ путем изменения зазоров δ (или рабочей площади зазоров) в магнитопроводе, введением ферромагнитных материалов в индуктивную катушку. Таким образом, индуктивные преобразователи служат для преобразования перемещения l в изменение индуктивности L катушки. Индуктивные датчики работают на переменном токе, катушка является элементом электрической измерительной схемы.

Индуктивный преобразователь (см. рис. 14.4, *в*) представляет собой магнитную цепь, состоящую из магнитного сердечника *1*, томителя *2* и катушки *3* (W_1) с магнитопроводом *4*, подвижной ферромагнитной пластинки (сердечника) *5* и воздушных зазоров δ.

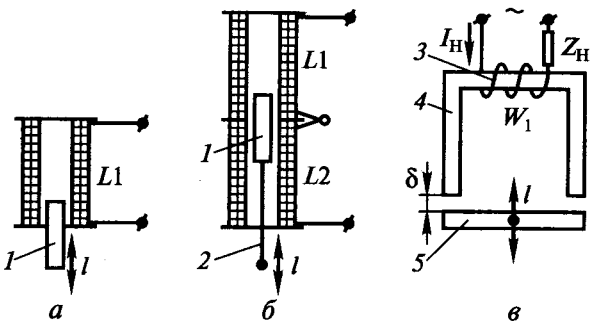


Рис. 14.4. Элементы и схема индуктивного преобразователя:
а — односекционная катушка; *б* — двухсекционная катушка; *в* — принципиальная схема индуктивного преобразователя; *1* — подвижный ферромагнитный сердечник; *2* — неферромагнитный стержень; *3* — катушка (обмотка W_1); *4* — магнитопровод; *5* — подвижная ферромагнитная пластина (сердечник)

Ток I в нагрузке $Z_н$ определяется полным сопротивлением Z катушки W_1:

$$Z = \sqrt{R_a^2 + (X_L - X_c)}, \qquad (14.7)$$

где R_a — активное (омическое) сопротивление катушки, оно постоянно; $X_L = \omega L$ — индуктивное сопротивление; ω — круговая частота питающего напряжения; L — индуктивность катушки; $X_c = \dfrac{1}{\omega C}$ — емкостное сопротивление мало.

С допустимой погрешностью можно считать, что $Z=f(L)$, а также $I=f(L)$.

Индуктивность катушки L может изменяться в результате изменения магнитного сопротивления цепи $R_ц$, главным составляющим которого является магнитное сопротивление R_δ воздушных зазоров.

Принцип работы индуктивных датчиков можно условно представить в виде цепи преобразований:

$$l\uparrow \rightarrow \delta\uparrow \rightarrow R_м\uparrow \rightarrow \ \Phi\downarrow \rightarrow L\downarrow \rightarrow X_L\downarrow \rightarrow Z\downarrow \rightarrow I\uparrow,$$

где l — перемещение; δ — зазор; $R_м$ — магнитное сопротивление цепи; Φ — магнитный поток; L — индуктивность; X_L — индуктивное сопротивление; Z — полное сопротивление катушки; I — ток.

Для индуктивных датчиков распространена дифференциальная схема включения двух катушек индуктивности (рис. 14.5, *а*). Статическая характеристика датчиков в этом случае линейная и реверсивная. В БКИА используют главным образом дифференциально-мостовую (см. рис. 14.5, *б*) и дифференциально-трансформаторную мостовую (см. рис. 14.5, *в*) схемы включения индуктивных датчиков.

Индуктивные датчики просты по конструкции и надежны в работе, что важно для буровой контрольно-измерительной аппаратуры. Они предназначены для преобразования линейного или углового пере-

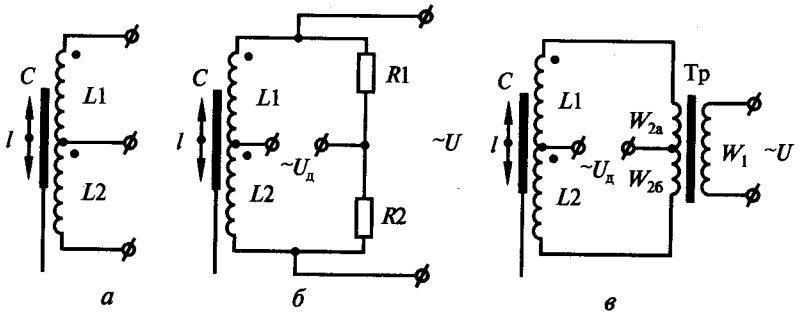


Рис. 14.5. Схемы включения индуктивных датчиков

мещения в изменение взаимной индукции между двумя или несколькими катушками. К индукционным датчикам относят тахогенераторы, используемые для измерения скорости вращения вала.

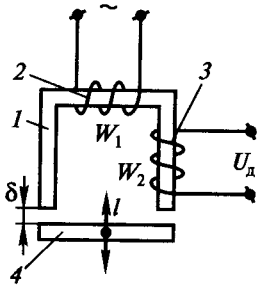


Рис. 14.6. Принципиальная схема индукционного преобразователя

На рис. 14.6 приведена принципиальная схема индукционного преобразователя с двумя катушками. На магнитопроводе *1* расположены две катушки *2* (W_1), *3* (W_2) и ферромагнитный сердечник. К первичной обмотке W_1 подводится напряжение переменного тока.

При изменении магнитного сопротивления цепи $R_м$, например при изменении зазора δ, изменится и взаимоиндукция M между катушками:

$$M = \frac{W_1 W_2}{R_м}, \qquad (14.8)$$

следовательно, изменится и напряжение во вторичной обмотке W_2 — напряжение датчика $U_д$, т. е. $U_д = f(\delta)$.

В индукционных датчиках, собранных по дифференциально-трансформаторной схеме (рис. 14.7) и имеющих общую магнитную цепь для обмоток, измерительные обмотки $W_{и1}$ и $W_{и2}$ включаются последовательно и встречно, поэтому при нейтральном положении сердечника *С* или якоря *Я* (измеряемый параметр равен нулю) выходной сигнал датчика $U_д = 0$. При смещении сердечника (или якоря) от нейтрали баланс магнитных потоков в измерительных обмотках нарушается, что приводит к уменьшению напряжения на выходе одной измерительной обмотки и увеличению напряжения на выходе второй измерительной обмотки. Алгебраическая их сумма и есть напряжение $U_д$, пропорциональное смещению сердечника (или углу поворота якоря).

Схема *б* (см. рис. 14.7) является разновидностью схемы *а*, используется при вращательном движении якоря и разработке тахометров, а при преобразовании линейного перемещения в угловое может быть использована и для измерителя линейных скоростей, например измерителя механической скорости бурения (схема *в*).

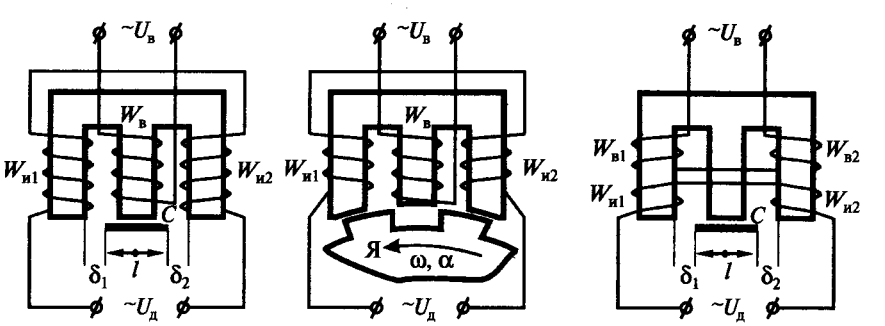


Рис. 14.7. Схемы включения индукционных датчиков

Тахогенераторами называют электрические микромашины, предназначенные для преобразования скорости вращения вала в электрический сигнал. Тахогенераторы и электрические микродвигатели, работающие в режиме генератора, широко применяют в виде датчиков в буровой контрольно-измерительной аппаратуре.

В состав таких датчиков часто входят преобразователи линейного перемещения во вращательное и ускоряющие редукторы.

Основное требование к тахогенераторам — требование линейности выходной характеристики:

$$U_г = k n, \qquad (14.9)$$

где $U_г$ — выходное напряжение тахогенератора; n — скорость вращения.

Величину

$$k = U_г / n \qquad (14.10)$$

называют крутизной выходной характеристики. Крутизна характеристики тахогенераторов находится в пределах (3—100) $\frac{m\text{В}}{\text{об/мин}}$.

Тахогенераторы по роду тока подразделяют на тахогенераторы переменного (асинхронные, синхронные) и постоянного тока. В практике получили распространение тахогенераторы асинхронные и постоянного тока.

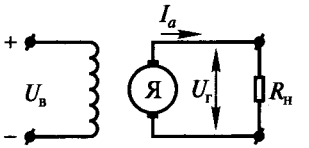


Рис. 14.8. Схема тахогенератора постоянного тока с независимым возбуждением

Асинхронные тахогенераторы по устройству ротора подразделяют на тахогенераторы с полым немагнитным ротором (как и асинхронные двигатели с полым ротором) и короткозамкнутой обмоткой ротора. Тахогенераторы *постоянного тока* — на тахогенераторы с постоянными магнитами и с электромагнитным возбуждением (рис. 14.8).

Максимальные частоты вращения тахогенераторов постоянного тока лежат в пределах 1000—7000 об/мин.

Магнитоупругие датчики (изменяется магнитная проницаемость μ магнитопровода датчика) работают по принципу, представленному следующей цепью преобразований:

$$F\uparrow \rightarrow \mu\uparrow \rightarrow R_м\downarrow \rightarrow \Phi\uparrow \rightarrow L\uparrow \rightarrow X_L\uparrow \rightarrow Z\uparrow \rightarrow U\uparrow,$$

где F — сила сжатия; μ — магнитная проницаемость; U — напряжение.

При использовании магнитоупругих датчиков измеряемая величина (давление, крутящий момент, сила F') преобразуется в пропорциональную измеряемой величине силу F, приложенную к магнитопроводу датчика, и под действием этой силы изменяется магнитная проницаемость μ магнитопровода.

На рис. 14.9 приведены схемы включения магнитоупругих датчиков. На схеме *а* в датчике катушки попарно выполнены идентичными. Усилие F прикладывается к магнитопроводу одной пары катушек, изменяя его магнитную проницаемость. Вторичные измерительные обмотки $W_{и1}$ и $W_{и2}$ соединены последовательно и встречно, поэтому при $F=0$ $U_д = U_{и1} - U_{и2} = 0$. При приложении усилия F напряжение $U_в$ перераспределяется (в силу изменения полного сопротивления Z катушки, к магнитопроводу которой прикладывается сила F) между первичными обмотками, соответственно изменяются и напряжения на вторичных измерительных обмотках, разность этих напряжений и есть $U_д$, пропорциональное усилию F, т. е. и измеряемой величине.

В датчике по схеме *б* (см. рис. 14.9) при $F=0$ нет потокосцепления между обмоткой возбуждения $W_в$ и измерительной $W_и$, и $U_д = 0$. При приложении усилия F магнитное поле деформируется, при этом пересекает витки измерительной обмотки, напряжение в которой $U_д$ будет пропорционально усилию F.

Датчик по схеме *в* (см. рис. 14.9) предназначен для бесконтактного контроля передаваемого валом крутящего момента — $U_д = f(M_{кр})$, включает ряд обмоток возбуждения $W_1 - W_3$ и измерительных $W_4 - W_6$, соединенных последовательно и согласно. Вал является частью магнитопровода, изготовлен из специальной стали. При $M_{кр} = 0$ нет потокосцепления между обмотками возбуждения и измерительными. При передаче крутящего момента магнитное поле деформируется, при этом пересекает витки измерительных обмоток, и сигнал датчика $U_д$ будет пропорционален передаваемому крутящему моменту.

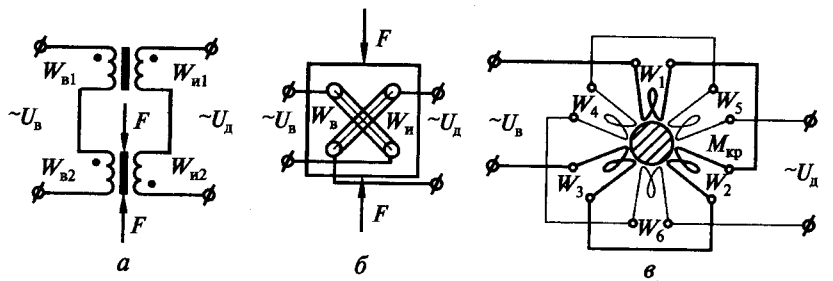


Рис. 14.9. Схемы включения магнитоупругих датчиков:
а — с попарными катушками; *б* — без потокосцепления катушек; *в* — с последовательным и согласным включением обмоток

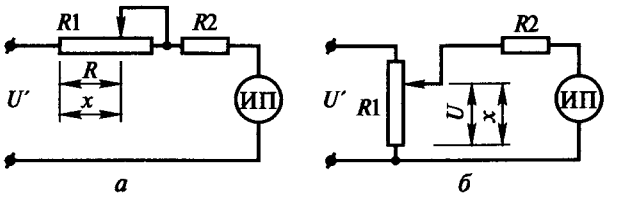


Рис. 14.10. Электрические схемы включения переменного резистора:
а — схема включения как реостата; *б* — схема включения как делителя напряжения (потенциометра)

Потенциометрические преобразователи (потенциометры) — это переменные электрические резисторы, величина которых зависит от положения токосъемного контакта. На рис. 14.10, *а* переменный резистор $R1$ включен как реостат: $R = f(x)$, а на рис. 14.10, *б* — включен как делитель напряжения — $U = f(x)$, где R — выходное сопротивление; U — выходное напряжение потенциометра; x — перемещение щетки (линейное или угловое), которое может быть использовано при разработке измерителей.

Импульсные преобразователи имеют датчики с частотным выходом и с дискретными сигналами. Точность измерений при использовании таких датчиков намного выше.

Рассмотренные выше датчики относят к датчикам с аналоговым выходным сигналом.

Датчики БКИА с импульсным выходным сигналом часто строятся с использованием магнитоуправляемых герметизированных контактов (герконов ГК) (рис. 14.11).

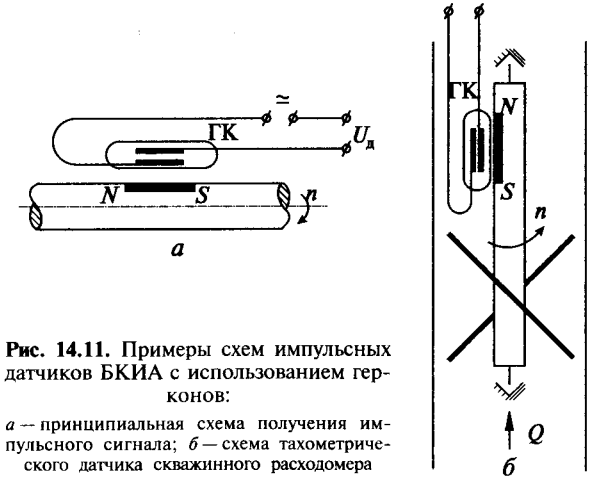


Рис. 14.11. Примеры схем импульсных датчиков БКИА с использованием герконов:
а — принципиальная схема получения импульсного сигнала; *б* — схема тахометрического датчика скважинного расходомера

Измеряемый параметр (расход Q, частота вращения n и др.) преобразуется в частоту (или количество) импульсов. Герконы могут быть применены для счета числа ходов поршней насоса (счетчики количества расхода жидкости), определения уровня жидкости (в основе датчика ряд герконов по высоте и поплавок с пластинкой постоянного магнита), определения углубки и скорости углубки, высоты подъема элеватора и др. Конструкция датчика в зависимости от характера относительного перемещения элементов, являющихся точками съема сигнала, может строиться с использованием следующих сочетаний: один геркон — одна пластина постоянного магнита, ряд герконов — одна пластинка, один геркон — ряд пластинок.

14.5. Буровые самописцы и регистраторы

С целью сохранения информации во времени для последующего ее анализа к аппаратуре может быть подключен самописец или он конструктивно включается в состав аппаратуры и является ее неотъемлемой частью (аппаратура ГИВ-6-1, ГИВ-6-2, МКН, КУРС, РУМБ). Самописец, снабженный отсчетным приспособлением, выполняет функции показывающего прибора.

Основные узлы самописца — узел преобразования сигнала в пропорциональный сигнал записи, регистрирующий орган, носитель информации и приспособление для его равномерного перемещения (счетчик времени). Информация на носитель наносится механическим способом путем воздействия электрического и магнитного полей, световых лучей, радиоактивного и теплового излучений, химическим воздействием. В качестве носителя информации в буровой контрольно-измерительной аппаратуре чаще всего используют бумажную диаграммную ленту (1—6 дорожек, т. е. запись 1—6 параметров) и бумажный диаграммный диск.

Наиболее широко применяемыми в буровой практике самописцами являются механические способы регистрации, особенно чернильный, дающий непрерывную линию записи, и печатный — запись в виде точек. Если в первом случае имеет место трение переписца о носитель информации, что вносит дополнительную погрешность в измерения, то во втором — данный нежелательный эффект отсутствует.

Показания регистрирующего прибора фиксируют в функции времени или другой величины (например, диаметр скважины, зенитный угол в функции глубины скважины). Для развертки контролируемого процесса (параметра) во времени носителю информации сообщается поступательное (используют барабаны, лентопротяжные механизмы) или круговое (используются диски) движения. Равномерность хода (отсчет времени) ленты или диска обеспечивается синхронным электрическим микродвигателем или механическим пружинным часового типа двигателем. Скорость протяжки ленты с помощью редуктора со сменными шестернями может быть установлена в пределах 20, 60, 180, 600, 1800, 5400 мм/ч. Скорость вращения барабана и диска в буровых самописцах обычно составляет 1 об/сут.

В последние годы внедряется компьютеризация бурового процесса с использованием микроЭВМ. В этом случае сигналы датчиков через накопитель (или без него) на гибких магнитных дисках вводятся в ЭВМ. При использовании специальных программ обработки сигналов датчиков на экран дисплея выводится информация по ряду параметров в виде гистограмм и графиков.

14.6. Автокомпенсатор переменного тока

Автокомпенсатор переменного тока широко применяют в современной буровой контрольно-измерительной аппаратуре (рис. 14.12). Автокомпенсатор по своей универсальности может рассматриваться в различных разделах: компенсационный способ измерения, измерительные приборы и схемы, регистраторы.

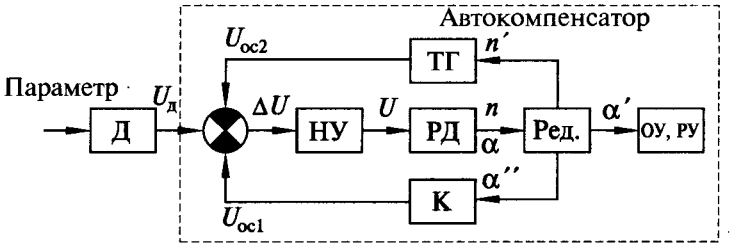


Рис. 14.12. Структурная схема автокомпенсатора переменного тока

Совместно с датчиком его можно рассматривать как замкнутую автоматическую измерительную систему с обратными связями.

В качестве звена обратной связи в автокомпенсаторе применен бесконтактный индукционный потенциометр-компенсатор К, вырабатывающий компенсирующее напряжение. Потенциометр состоит из статора и ротора. Индукционный потенциометр вырабатывает напряжение переменного тока, пропорциональное углу поворота ротора. Статор включает обмотку возбуждения $W_в$, а ротор — измерительную обмотку $W_и$.

Ротор потенциометра механически связан с валом реверсивного двигателя РД. При угле поворота ротора $\alpha = 0$ потокосцепление между обмотками $W_в$ и $W_и$ отсутствует, и выходное напряжение потенциометра — напряжение обратной связи $U_{ос1} = 0$. При повороте ротора относительно статора на угол $\alpha \neq 0$ индуцируется ЭДС, пропорциональная углу поворота α, т. е. $U_{ос1} = f(\alpha)$.

Работа автокомпенсатора заключается в следующем. Выходная цепь датчика Д включается встречно-последовательно с источником компенсирующего напряжения — роторной обмоткой компенсатора у входа нуль-усилителя НУ. Характеристика нуль-усилителя имеет крутой пе-

редний фронт, поэтому при незначительном разбалансе схемы, т. е. при появлении ΔU на входе усилителя выходное напряжение усилителя U достигает номинального значения напряжения питания управляющей обмотки реверсивного двигателя РД.

Реверсивный двигатель РД, кинематически связанный через редуктор Ред с компенсирующим потенциометром К (угол поворота ротора потенциометра α'') и отсчетным (в ряде приборов и регистрирующим РУ) устройством ОУ (угол поворота оси ОУ α').

В зависимости от фазы сигнала-разбаланса ΔU на входе нуль-усилителя двигатель поворачивает ротор потенциометра в ту или иную сторону и изменяет компенсирующее напряжение $U_{ос1}$ в сторону уменьшения сигнала разбаланса ΔU.

На вход автокомпенсатора подается сигнал от датчика в виде напряжения переменного тока: $U_д = U_m \sin(\omega t + \varphi)$. Равновесие компенсационной системы наступает при $\omega_д = \omega_к$, $U_{mд} = U_{mк}$, $\varphi_д - \varphi_к = \pi$, где $\omega_д$, $U_{mд}$, $\varphi_д$ — параметры измеряемого напряжения (частота, амплитуда, начальная фаза); $\omega_к$, $U_{mк}$, $\varphi_к$ — параметры компенсирующего напряжения. Условие $\omega_д = \omega_к$ выполняется автоматически, так как и датчик, и потенциометр питаются от одной и той же сети. Требование $\varphi_д - \varphi_к = \pi$ удовлетворяется соответствующим расчетом параметров датчика и компенсирующего потенциометра и противофазным включением этих элементов в схему. Таким образом, процесс компенсации переменного напряжения сводится к компенсации амплитуды напряжения.

В идеальном случае после окончания переходного процесса сигнал ΔU на входе нуль-усилителя станет равным нулю и стрелка отсчетного устройства ОУ установится на отметке, соответствующей напряжению датчика. Однако в реальных условиях полной компенсации входного сигнала в установившемся режиме не происходит. Статическая погрешность складывается из погрешности, обусловленной наличием зоны нечувствительности, несовершенством изготовления и др.

Наряду со статической погрешностью одной из основных характеристик автокомпенсационных приборов является динамическая ошибка, определяемая их быстродействием. Быстродействие прибора компенсационного типа измеряется, как правило, временем отклонения стрелки прибора от нижнего до верхнего предела измерения. Опытным путем установлено, что для контроля параметров процесса бурения достаточным является быстродействие в пределах 3 с. При этом колебания с частотой 15 Гц практически не пропускаются прибором.

Другой важной динамической характеристикой автокомпенсационных приборов является качество переходного процесса. Для обеспечения устойчивости и хороших динамических качеств автокомпенсаторов предусмотрены специальные меры, наибольшее распространение из которых получило введение отрицательной обратной связи по скорости вращения реверсивного двигателя. Наиболее широко применяемым способом введения такой обратной связи в автокомпенсаторах является использование тахогенератора ТГ, кинематически связанного с исполнительным двигателем РД и включенного своей выходной цепью

в измерительную цепь автокомпенсатора таким образом, что сигнал обратной связи $U_{ос2}$ при работе двигателя уменьшает сигнал разбаланса. При определенной глубине обратной связи, согласованной с инерционностью нагруженного двигателя автокомпенсатора, остановка двигателя происходит в положении компенсатора, при котором компенсационное напряжение точно уравновешивает входное напряжение ($U_д = U_{ос1}$).

14.7. Аппаратура для контроля параметров процесса бурения

Успех в сооружении скважин во многом определяется проведением процесса бурения на оптимальных режимах работы породоразрушающего инструмента. За критерий оптимальности часто принимается такой технико-экономический показатель, как механическая скорость бурения, зависящая от сочетания технологических параметров процесса (от режима работы ПРИ): осевой нагрузки, режима промывки (продувки), частоты оборотов, крутящего момента, частоты и энергии ударов.

Измерители веса снаряда и осевой нагрузки

Аппаратуру для измерения осевой нагрузки на буровых установках применяют чаще, чем какую-либо другую БКИА. Это вызвано ее большим значением в задании рациональной осевой нагрузки и предотвращении аварий с буровым валом и ПРИ. Применение измерителей и индикаторов осевой нагрузки диктуется, кроме того, и условиями поддержания если не максимально возможной, то оптимальной механической скорости бурения. В настоящее время при тенденции к уменьшению диаметров скважин и увеличению их глубин важно весьма точно задавать осевую нагрузку на ПРИ.

Точки съема сигнала для измерителей веса снаряда и осевой нагрузки. В практике бурения геологоразведочных скважин применяют поверхностную аппаратуру для измерения осевой нагрузки на ПРИ и поверхностные устройства подачи инструмента, которая осуществляется со шпинделя или с лебедки. При специальных исследованиях используют забойные измерители осевой нагрузки (разрабатываются специально).

Задание осевой нагрузки начинается со взвешивания бурового снаряда ***в условиях скважины*** (с вращением бурового снаряда, промывкой и опусканием со скоростью, примерно равной механической скорости бурения). Затем вес снаряда $G_{сн}$ или учитывается при задании осевой нагрузки, или компенсируется.

Осевую нагрузку $G_{ос}$ на породоразрушающий инструмент при учете веса бурового снаряда $G_{сн}$ и подаче инструмента со шпинделя рассчитывают по формуле

$$G_{ос} = G_{сн} + P_в, \qquad (14.11)$$

где $P_в$ — дополнительное усилие, прикладываемое к верху бурового снаряда.

При бурении восстающих скважин $G_{сн}$ имеет отрицательный знак:

$$G_{ос} = -G_{сн} + P_{в}. \qquad (14.12)$$

При подаче инструмента с лебедки осевую нагрузку определяют как

$$G_{ос} = G_{сн} - G_{кр}, \qquad (14.13)$$

где $G_{кр}$ — усилие на крюке в процессе бурения.

Компенсация веса снаряда применяется у геологоразведочных станков с гидравлической подачей типа СКБ (подача со шпинделя); снаряд удерживается на весу «подпором» масла в нижних полостях гидроцилиндров подачи. В этом случае $G_{ос} = P_{в}$.

В процессе бурения поддержание осевой нагрузки на одном уровне или ее изменение (регулирование) производится путем стабилизации параметра $P_{в}$ (или $G_{кр}$) или его соответствующего изменения тем или иным способом.

Наиболее распространенными в настоящее время являются измерители веса снаряда и осевой нагрузки, связанные с гидравлической системой подачи станка и неподвижным концом каната талевой системы. Ниже указаны места установки измерителей веса снаряда и осевой нагрузки по точке съема сигнала (ТСС) в общей группе измерителей.

Точки съема сигнала для измерителей веса снаряда и осевой нагрузки

При подаче с лебедки	*При гидравлической подаче со шпинделя*
Лебедка	Гидравлическая система
Талевая система	Траверса вращателя
Буровая вышка	Шпиндель, патроны
Буровой инструмент	Буровой инструмент

Датчики, связанные с неподвижным концом каната талевой системы, преобразуют растягивающее усилие в канате в пропорциональную силу растяжения или сжатия, давление, перемещение упругого элемента, крутящий момент. Для измерителей характерна погрешность, вносимая самой талевой системой: погрешность тем выше, чем меньше вес снаряда, т. е. и глубина скважины. С целью исключения погрешностей, вносимых талевой системой, встраивают датчики в опорную пяту крюка талевого блока, несмотря на такое неудобство, как подвижная проводная связь.

На рис. 14.13 показаны варианты схем преобразования усилия в неподвижном конце талевого каната: в одном случае используется непосредственно усилие, действующее на датчик (схемы *а*, *г*, *д*), в другом — усилие разлагается с помощью параллелограмма сил и используется горизонтальная составляющая (см. рис. 14.13, *б*, *в*). Усилие преобразуется в перемещение (см. рис. 14.13, *а*, *в*) — пружинный указывающий динамометр ДПУ, датчик веса рессорный ДВР; давление (см. рис. 14.13, *б*, *в*, *г*); силу сжатия (см. рис. 14.13, *д*, *е*) — сжатие магнитоупругого элемента (измеритель нагрузки МКН-1: датчики ДНР и ДНС).

Датчики, связанные с гидравлической системой станка, преобразуют давление масла в силу и далее в прогиб мембраны, ход подпружиненного поршня, деформацию трубки Бурдона, изменение магнит-

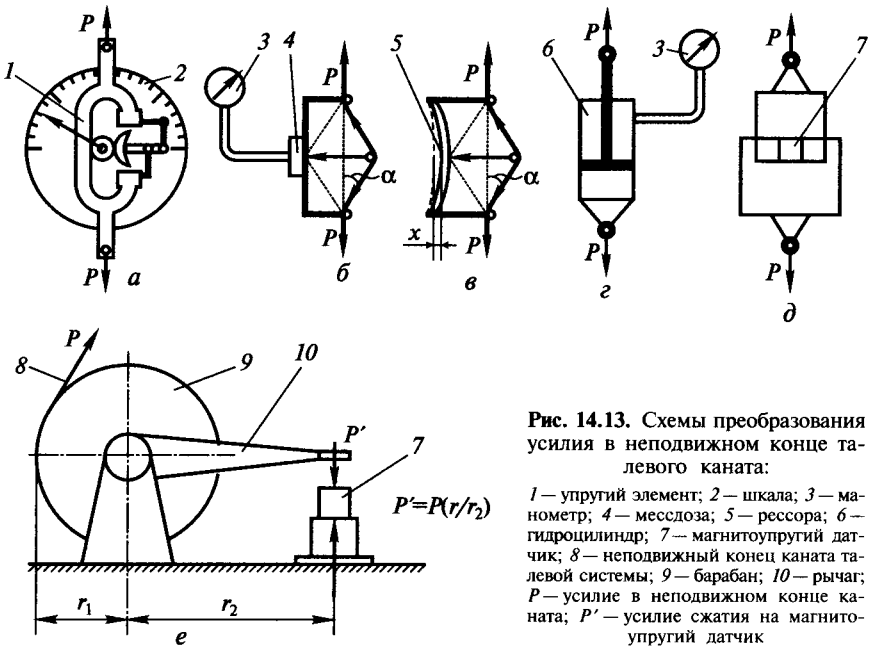


Рис. 14.13. Схемы преобразования усилия в неподвижном конце талевого каната:

1 — упругий элемент; *2* — шкала; *3* — манометр; *4* — мессдоза; *5* — рессора; *6* — гидроцилиндр; *7* — магнитоупругий датчик; *8* — неподвижный конец каната талевой системы; *9* — барабан; *10* — рычаг; *P* — усилие в неподвижном конце каната; *P′* — усилие сжатия на магнитоупругий датчик

ных свойств ферромагнитных материалов и др. Для измерителей характерна случайная и неизвестная погрешности, вносимые трением поршней о цилиндры, перетоком масла из нижних полостей гидроцилиндров подачи в верхние и, наоборот, загрязнением масла.

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 предназначен только для индикации и регистрации усилия в неподвижном конце каната талевой системы (т. е. и усилия на крюке) при бурении скважин. По виду записи данного усилия, зная технологический процесс, судят о произведенных операциях во времени.

В практике бурения скважин применяют несколько разновидностей индикаторов (ГИВ, ГИВД, ГИВГ), однако наиболее распространен ГИВ-6. В зависимости от диаметра применяемого талевого каната и необходимого предела измерения ГИВ-6 выпускают трех модификаций, имеющих различную комплектацию (табл. 14.2).

Таблица 14.2. **Модификации гидравлических индикаторов веса**

Комплект	ГИВ-6-1	ГИВ-6-2	ГИВ-6-3
Трансформатор давления	+	+	+
Основной указатель	+	+	+
Верньерный указатель	+	Нет	Нет
Щит	+	+	+
Регистратор	+	+	Нет
Пресс-бачок	+	+	+

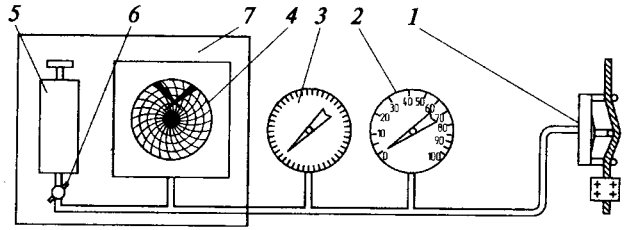


Рис. 14.14. Полный комплект индикатора ГИВ-6:
1 — трансформатор давления; *2* — основной указатель; *3* — верньерный указатель; *4* — регистратор; *5* — пресс-бачок; *6* — вентиль; *7* — щит

На рис. 14.14 показан полный комплект индикатора, принципиальная схема работы которого изображена на рис. 14.15. На неподвижном конце талевого каната трансформатор давления монтируется так, что канат оказывается преломленным между крайними роликами обоймы и средним опорным роликом, опирающимся на мембрану.

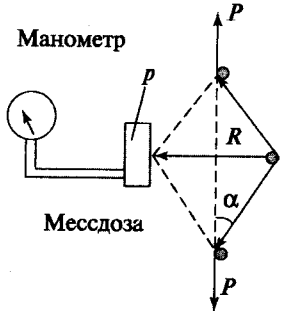


Рис. 14.15. Принципиальная схема работы индикатора

Под действием нагрузки на крюк неподвижный конец каната испытывает растягивающее усилие P. Благодаря преломлению каната под углом α возникает сила R, действующая на мембрану:

$$R = 2P\sin\alpha, \qquad (14.14)$$

С другой стороны,

$$R = pF, \qquad (14.15)$$

где p — давление жидкости в мессдозе, кгс/см^2; F — опорная поверхность мембраны, см^2.

Приравнивая выражения (14.14) и (14.15), находим

$$p = \frac{2P\sin\alpha}{F}. \qquad (14.16)$$

Таким образом, давление жидкости находится в прямой зависимости от натяжения неподвижного конца талевого каната. Ввиду малого значения угла α сила R составляет только 10—15 % от усилия P в канате. Из выражения (14.16) усилие P в неподвижном конце талевого каната составляет

$$P = \frac{pF}{2\sin\alpha}. \qquad (14.17)$$

Нагрузка на крюк $Q_{кр}$:

$$Q_{кр} = \frac{2mP}{\eta}, \qquad (14.18)$$

где m — число роликов талевого блока; η — КПД талевой системы.

Подставив из выражения (14.17) значение P в формулу (14.18), получим

$$Q_{кр} = \frac{mPF}{\eta\sin\alpha}. \qquad (14.19)$$

При определенной конструкции мессдозы и талевой системы, имеющей данный КПД, можно написать:

$$Q_{кр} = Cp, \qquad (14.20)$$

где коэффициент пропорциональности

$$C = \frac{mF}{\eta\sin\alpha},$$

т. е. о нагрузке на крюке можно судить по отсчетам значений p на манометре.

Выражением (14.17) не учтены жесткость каната и силы трения, которые при больших диаметрах каната приводят к нелинейной зависимости между p и P. Кроме того, практическая нелинейность характеристики определяется изменением угла преломления каната α при изменении силы P за счет упругих деформаций мембраны.

Для пользования индикатором веса необходима тарировочная кривая, выражающая зависимость между показаниями прибора и величиной натяжения преломленного каната.

При выпуске с завода трансформаторы давления градуируются на канатах определенного диаметра. Значения верхних пределов измерения устанавливают путем регулирования угла преломления каната при помощи прокладок, устанавливаемых под обоймы боковых и средних роликов. Нижние пределы измерения во всех случаях устанавливаются при положении стрелки основного указателя на 10-м делении. Натяжение каната при этом соответствует весу талевого блока и крюка.

Запись усилия на крюке ведется непрерывно на бумажном диске, приводимом во вращение часовым механизмом со скоростью 1 об/сут.

Бумажный диск имеет 100 концентрических окружностей с оцифровкой каждой 10-й окружности и 24 радиальные дуги, соответствующие часам в сутках (рис. 14.16). Часовые отрезки, в свою очередь, разделены на 4 части, каждая из которых составляет отрезок времени в 15 мин.

За начало отсчета принимается 10-я окружность (на основном указателе 10-е деление), что позволяет учесть вес талевой системы, а также обнаружить течь в гидравлической системе по падению давления ниже 10-й окружности (деления).

Если линия записи проходит параллельно одной из окружностей, это значит, что за данный отрезок времени усилие на крюке не изменилось. И если в это время велось бурение, то оно велось с постоянной осевой нагрузкой.

В процессе бурения осевую нагрузку изменяет бурильщик в связи со сменой горных пород, или она может иметь небольшие колебания из-за неточности в регулировании подачи инструмента. Изменение

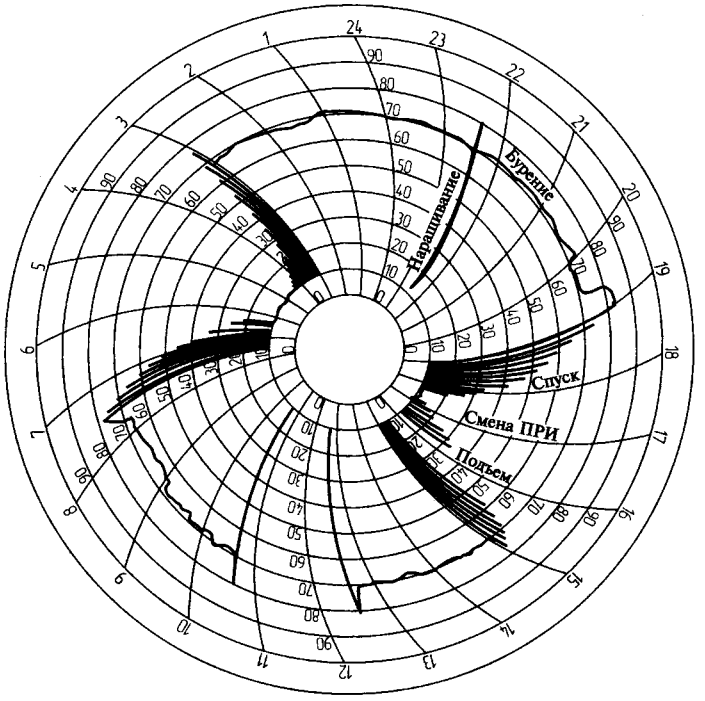


Рис. 14.16. Индикаторная диаграмма

осевой нагрузки происходит и в том случае, если меняются буримые породы, а скорость подачи инструмента остается прежней. Последнее обстоятельство, например, облегчает определение момента встречи угольного пласта по резким (до 40 %) увеличениям показаний приборов.

Спуск инструмента на диаграмме отражается рядом пиков, увеличивающихся по высоте и располагающихся примерно параллельно радиальным дугам. Количество пиков соответствует количеству опущенных свечей, а высота каждого пика — весу опущенного инструмента. Расстояние между точками начала и конца пика соответствует времени спуска свечи.

Графическое изображение подъема бурового инструмента на диаграмме имеет вид, обратный спуску, т. е. соответствует ряду пиков, уменьшающихся по высоте.

Если запись будет вестись по 10-й окружности диаграммы, это свидетельствует о том, что нагрузки на крюке нет: снаряд поднят (идет, например, смена долота) или поставлен на подкладную вилку (ремонт насоса, простой), идет бурение с осевой нагрузкой, равной весу снаряда, и т. п.

На рис. 14.16 приведена суточная диаграмма записи работы (усилия на крюке) буровой установки.

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1 предназначен для оснащения буровых станков с талевой системой по схеме с неподвижным концом каната, в который встраивается датчик усилий, определяющий усилие на крюке при взвешивании бурового снаряда, бурении, производстве СПО и других «грузовых» операциях (извлечение обсадных колонн, ликвидация прихватов натяжкой с помощью лебедки и т. п.).

Таким образом, измеритель МКН-1 предназначен для визуального контроля веса снаряда; визуального контроля и регистрации осевой нагрузки в процессе бурения; визуального контроля и регистрации усилия на крюке при спуско-подъемных операциях и аварийных работах.

Измеритель МКН-1 состоит из датчика нагрузки ДН (растяжения — ДНР или сжатия — ДНС; таково внешнее восприятие работы датчиков, чувствительный же элемент того и другого датчика воспринимает усилие сжатия); показывающего и регистрирующего прибора ПРП; комплекта кабелей; устройства для монтажа датчика ДНС и перепуска каната УМН (поставляют по заявке заказчика).

Основой измерительных каналов МКН-1 является автокомпенсатор переменного тока. Принцип действия датчика нагрузки основан на использовании магнитоупругого эффекта. Он состоит из двух электромагнитных преобразователей (см. рис. 14.9, *а*), включающих обмотки возбуждения $W_{в1}$ и $W_{в2}$, измерительные обмотки $W_{и1}$ и $W_{и2}$ со своими магнитопроводами. Нижний (по схеме) преобразователь образует чувствительную секцию датчика, а верхний — компенсационную.

Обмотки возбуждения преобразователей $W_{в1}$ и $W_{в2}$ соединены последовательно и питаются переменным током напряжением 36 В; измерительные обмотки $W_{и1}$ и $W_{и2}$ соединены последовательно и встречно. При отсутствии усилия F индуктивные сопротивления и напряжения возбуждения преобразователей одинаковы — 18 В. При этом напряжения, наводимые в измерительных обмотках, будут также равны между собой, и выходное напряжение датчика $U_д$ в силу последовательного и встречного соединения измерительных обмоток будет равно нулю. Под действием усилия F изменение магнитной проницаемости материала чувствительного элемента приводит к изменению индуктивного сопротивления преобразователя. При этом напряжение возбуждения перераспределяется, и напряжения, наводимые на измерительных обмотках, станут не равны между собой. На выходе датчика появится электрический сигнал, определяемый разностью этих напряжений $\sim U_д$.

На рис. 14.17 показана структурная схема измерителя МКН-1. Датчик нагрузки ДН воспринимает усилие, пропорциональное нагрузке на крюке $G_{кр}$ талевой системы (принята двухструнная талевая система) и преобразует его в электрическое напряжение $U_д$. Это напряжение подается на вход вторичного показывающего и регистрирующего прибора ПРП1, который преобразует поданное напряжение в отклонение стрелок показывающих и регистрирующих устройств.

Прибор ПРП1 имеет два измерительных канала (и соответственно две шкалы со стрелками): «Вес» снаряда и «Нагрузку» на забой.

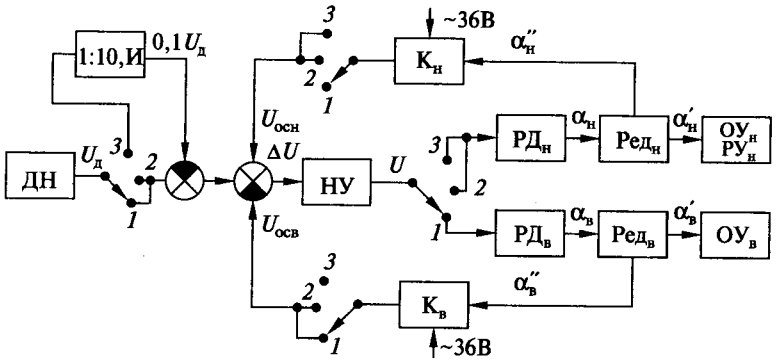


Рис. 14.17. Структурная схема измерителя МКН-1

Канал «Нагрузка» используют также для измерения усилия на крюке при СПО и любых других грузовых операциях; в этом случае сигнал датчика уменьшается в 10 раз и инвертируется (он должен быть в противофазе с сигналом обратной связи $U_{осн}$).

Переключатель 1П имеет три положения: *1* — «Вес», *2* — «Нагрузка», *3* — «На крюке, Тх10». Принцип работы измерительных каналов — это принцип работы автокомпенсатора переменного тока.

Рассмотрим работу узлов аппаратуры при различных положениях переключателя П1.

Положение 1 — «Вес». При этом положении переключателя производят взвешивание снаряда. Работает канал (подсистема) взвешивания снаряда; при этом реверсивный двигатель $РД_н$, питание статорной обмотки возбуждения компенсатора $K_н$, делитель напряжения (1 : 10, И) отключены. При взвешивании снаряда сигнал датчика $U_д$ подается на вход канала «Вес», стрелка отклоняется на угол $α''_в$, пропорциональный весу снаряда.

Положение 2 — «Нагрузка». При переключении переключателя с первого положения во второе отключается реверсивный двигатель $РД_в$, за счет сил трения ротор компенсатора $K_в$ останется повернутым на угол $α''_в$, пропорциональный весу снаряда; питание статорной обмотки возбуждения компенсатора $K_в$ остается включенным, следовательно, сигнал обратной связи $U_{осв}$, пропорциональный углу $α''_в$, т. е. и весу снаряда, подается на сумматор, происходит так называемое запоминание веса снаряда.

На сумматор подается и сигнал датчика $U_д$. Сигналы $U_д$ и $U_{осв}$ по абсолютной величине равны, но противоположны по фазе, поэтому сумма их равна нулю: $U_д - U_{осв} = 0$. И если в момент переключения стрелка шкалы «Нагрузка» находилась не на нуле, т. е. $α''_н \neq 0$, то $\Delta U = U_{осн}$, так как включено питание статорной обмотки возбуждения компенсатора $K_н$, и поскольку включен реверсивный двигатель $РД_н$, канал (подсистема) «Нагрузка» сработает на сведение ΔU к нулю,

т. е. если стрелка находилась не на нуле, то после взвешивания снаряда и перевода переключателя в положение *2* стрелка придет к нулю.

При задании осевой нагрузки усилие на крюке, следовательно, и в неподвижном конце каната снижается, уменьшается сигнал датчика $U_д$, подсистема отработает сигнал обратной связи $U_{осн}$, пропорциональный углу поворота стрелки $α''_н$ (пропорциональный отсчету осевой нагрузки):

$$U'_д + U_{осн} - U_{осв} = 0, \text{ или } U_{осн} = U_{осв} - U'_д,$$

где $U_{осн}$ пропорционально $G_{ос}$, $U_{осв}$ пропорционально $G_{сн}$, $U'_д$ пропорционально $G_{кр}$ в процессе бурения. Таким образом, измеритель МКН-1 автоматически решает известное из технологии бурения уравнение:

$$G_{ос} = G_{сн} - G_{кр}.$$

Положение 3 — «На крюке, Тх10». В этом случае включены в работу только звенья канала измерения осевой нагрузки, причем сигнал датчика $U_д$ вначале поступает на делитель напряжения (1 : 10), инвертируется (И), а затем уже на сумматор. В момент компенсации $U_{осн} - 0{,}1U_д = 0$. Измеритель регистрирует уменьшенное в 10 раз усилие на крюке. Так решен вопрос об увеличении диапазона измерения канала «Нагрузка» и использовании его и для регистрации осевой нагрузки, и для регистрации больших усилий на крюке при СПО и других грузовых операциях.

Расшифровка диаграмм дает возможность составить и проанализировать баланс рабочего времени. Диск имеет часовой привод и делает один оборот за 24 ч, т. е. на диске записывается работа бурового агрегата за сутки.

Техническая характеристика измерителя МКН-1

Верхние пределы измерения (для ЗИФ-300,ЗИФ-650,ЗИФ-1200), кН:	
осевая нагрузка	20 30 30/15
вес снаряда	40 60 150/75
усилие на крюке (при «грузовых» операциях)	100 150 300/150
Основная погрешность измерения, %	±2,5
Дополнительная погрешность измерения, %:	
на каждые 10 °С изменения температуры от колебания напряжения питания на каждые 10%	±1,5
от номинального значения, %	2,5
Источник питания	380 В (220 В), 50 Гц
Потребляемая мощность, В · А	не более 40
Технические данные датчика:	
пределы преобразования, $T_с$	0—3,75
выходное напряжение, соответствующее верхнему пределу преобразования, В	2
основная допустимая погрешность, %	1,5
источник питания	36 В, (50 ± 0,5) Гц
потребляемый ток, mA	не более 38

Магнитоупругий измеритель нагрузки МКН-2, предназначенный для оснащения станков с гидравлической подачей ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР, выпускают в двух вариантах. Первый вариант измерителя включает два спаренных датчика давления ДДС, подключаемые к нижним и верхним полостям гидроцилиндров подачи, и показывающе-регистрирующий пульт ПРП2 (применяется на станке ЗИФ-650М). Измеритель по второму варианту дополнительно включает датчик нагрузки ДН (ДНР или ДНС), встраиваемый в неподвижный конец каната талевой системы (применяется на станках ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР). Основным назначением МКН-2 является измерение и регистрация осевой нагрузки, а для второго варианта МКН-2, кроме того, измерение и регистрация усилия на крюке при СПО и других «грузовых» операциях.

Структурная схема МКН-2 (рис. 14.18) во многом повторяет структурную схему МКН-1, имеет также канал измерения веса снаряда и канал измерения и регистрации осевой нагрузки, который используют также во втором варианте измерителя для измерения и регистрации усилия на крюке при СПО и других грузовых операциях.

Измерители давления и расхода промывочной жидкости

Правильное назначение и контроль за расходом и давлением промывочной жидкости в процессе бурения являются важными факторами успешного бурения скважин. Одновременное наблюдение за показаниями расходомера и измерителя давления позволяет получать важную информацию о процессе бурения и работе насоса.

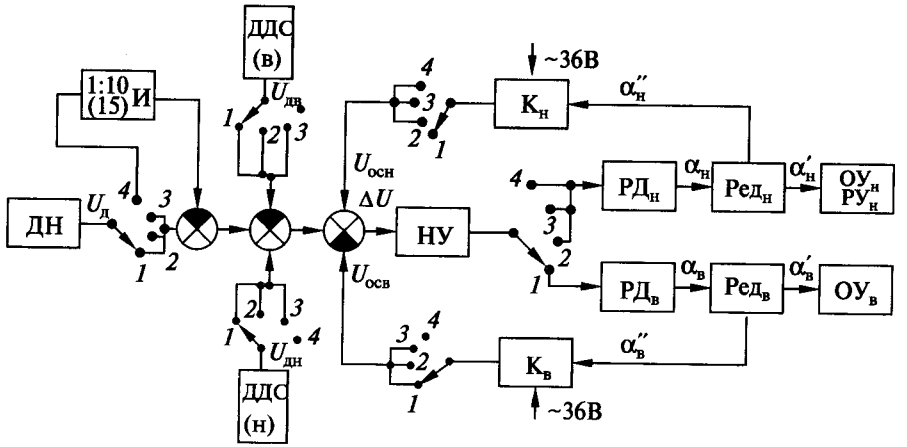


Рис. 14.18. Структурная схема МКН-2:
положения переключателя: *1* — «вес», *2* — «вверх», *3* — «вниз», *4* — «на крюке»

Классификация измерителей давления

Различают давление атмосферное или барометрическое $p_б$, избыточное $p_и$, абсолютное $p_а$ и разрежение $p_р$. Связь между ними определена формулами: $p = p_а - p_б$, $p_а = p_б + p$, $p_р = p_б - p_а$.

Измерители давления подразделяют:

✓ по роду измеряемой величины: барометры ($p_б$), манометры (p), вакуумметры ($p_р$), мановакуумметры (p и $p_р$), дифференциальные манометры (Δp);

✓ по принципу действия: жидкостные, пружинные, поршневые, электрические, радиоактивные и др.

Манометры для измерения давления газов и жидкости конструктивно не отличаются. Класс точности рабочих трубчатых манометров 1,5, 2,5 и 4. Контрольные манометры (с двумя стрелками) изготовляют классом 0,5 и 1,0, образцовые — 0,2 и 0,35.

В бурении скважин наиболее часто применяют пружинные и электрические (с магнитоупругим преобразователем) манометры.

Чувствительными элементами пружинных манометров являются серповидная трубчатая пружина (трубка Бурдона), многовитковая трубчатая пружина (геликс) и плоская мембрана (сильфон).

На рис. 14.19 показан манометр с серповидной трубчатой пружиной. Пружина изготовлена из фосфористой бронзы или латуни, а для давлений свыше 20 МПа — из стали. Величина раскручивания трубчатой пружины доходит до 10°.

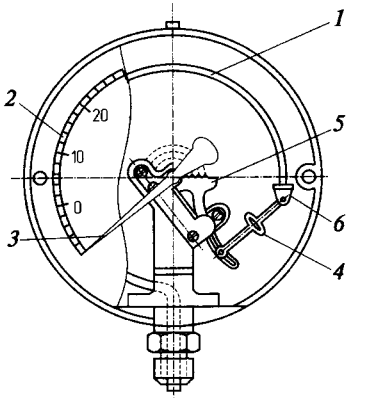


Рис. 14.19. Схема трубчатого манометра

Общий принцип действия пружинных манометров состоит в том, что под действием измеряемого давления чувствительный элемент *1* деформируется и посредством передаточно-множительного механизма (*4*, *5*, *6*) деформация преобразуется в круговое движение стрелки *3* вдоль шкалы *2*.

Класс точности рабочих трубчатых манометров 1,5; 2,5 и 4. Манометры (с двумя стрелками) изготовляют классом 0,5 и 1,0; образцовые — 0,2 и 0,35. Для измерения давления и разрежения и одновременно для сигнализации служат электроконтактные трубчатые манометры (ЭКМ). Класс точности ЭКМ — 2,5.

Магнитоупругий измеритель давления предназначен для непрерывного визуального контроля давления промывочной жидкости. Измеритель включает датчик и пульт. Магнитоупругий датчик давления (рис. 14.20) с помощью тройника *11* устанавливают в напорную магистраль бурового насоса и закрепляют гайкой *10*. Работает датчик при подключении через штепсельный разъем *7* по схеме магнитоуп-

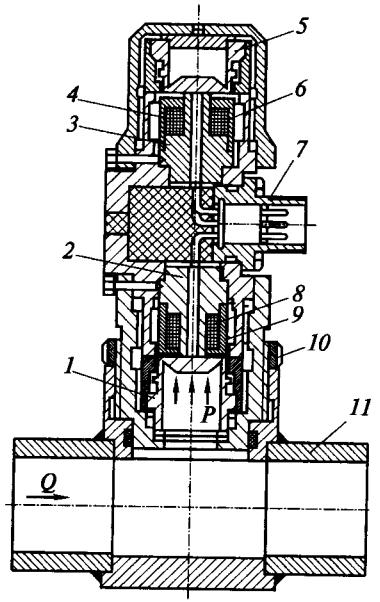


Рис. 14.20. Магнитоупругий датчик давления

ругого датчика усилий: $F = pS$, где p — давление в напорной магистрали; S — площадь дна сильфона *1* и *5*, прижатого к торцу чувствительного (магнитоупругого) элемента *2*, который является измерительным, элемент *3* — компенсационным. Катушки *8* (измерительная) и *4* (компенсационная) размещены внутри магнитопроводов *6* и *9* и соединены между собой по дифференциально-трансформаторной схеме.

Магнитоупругие измерители давления выпускают в двух модификациях — МИД-1 и МИД-1а. Различие в модификациях измерителей заключается в источнике питания.

Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1 показана на рис. 14.21. Электрический сигнал от датчика Д подается через выпрямители Д1 — Д4 на измерительный прибор ИП М325. Схема измерителя МИД-1 включает феррорезонансный стабилизатор напряжения, в измерителе МИД-1а стабилизатора напряжения нет. С помощью резистора *R*3 производят регулирование амплитуды выходного сигнала. Резистор *R*5 используют для компенсации начального фона измерительной схемы «установка нуля», которая производится до включения насоса.

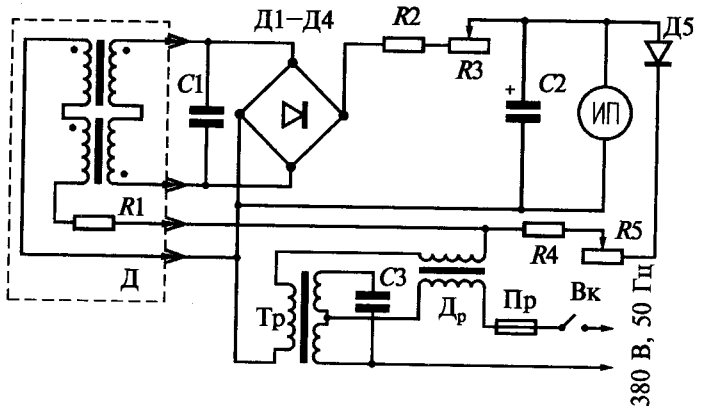


Рис. 14.21. Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1

Техническая характеристика МИД

	МИД-1	МИД-1а
Характеристика источника питания:		
напряжение, В	380 ± 76	36 ± 7
частота, Гц		50
Потребляемая мощность, В · А	6	1
Пределы измерения, мПа	0—5	0—10
Допустимая основная погрешность, %	±4	
Дополнительная погрешность измерения, %:		
от изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С		±1,5
от колебания напряжения питания	±1,5	±4,0
Допустимая гидравлическая перегрузка датчика, %	100	

Классификация способов и средств измерения расхода жидкости

В геологоразведочной практике для измерения расходов жидкостей применяют расходомеры, работающие с напорной и безнапорной, электропроводной и неэлектропроводной, с чистой и загрязненной, инертной и агрессивной жидкостями.

При сооружении скважин требуется измерять мгновенный расход при промывке скважины в процессе бурения, откачке воды из скважины и количество жидкости, расходуемой за определенный промежуток времени или потребной, например, для заполнения скважины при тампонировании, цементировании, доливе при подъеме инструмента и т. д.— счетчики количества (объемные и скоростные).

В бурении скважин и технике используют расходомеры различного принципа работы: электромагнитные, обтекания, переменного перепада давления, тахометрические, шариковые, ультразвуковые и др.

Счетчики количества определяют расход жидкости в весовых единицах за определенный промежуток времени, расходомеры — в объемных единицах, отнесенных к единице времени ($м^3$/ч, л/с, л/мин). В зависимости от способа измерения счетчики количества подразделяют на объемные (расход определяют с помощью объемных устройств: мерных баков, поршневых устройств, счетчиков с овальными шестернями) и скоростные (расход определяют по скорости потока).

Электромагнитные (индукционные) расходомеры основаны на измерении ЭДС, индуктируемой в потоке электропроводной жидкости, пересекающей при своем движении магнитное поле (рис. 14.22, *а*). Преобразователь расхода (датчик) состоит из трубопровода, вмонтированных в него в диаметрально противоположных точках двух электродов и электромагнитной системы. Трубопровод изготовляют из неферромагнитной нержавеющей стали и изнутри футеруют электроизоляционным материалом. Индуктируемую ЭДС определяют измерением разности потенциалов двух электродов, введенных в жидкость. Она про-

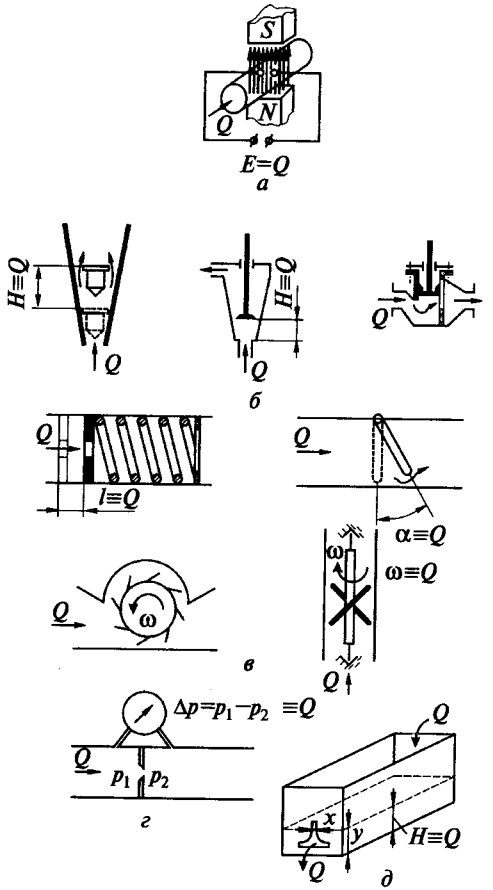


Рис. 14.22. Схемы датчиков расхода жидкости:

а — электромагнитный датчик; *б* — датчики расходомеров обтекания; *в* — датчики турбинных расходомеров; *г* — датчики расходомеров переменного перепада давления; *д* — датчик расходомера переменного уровня

порциональна скорости движения жидкости, т. е. при постоянстве сечения трубопровода характеризует расход:

$$E = Blv = Bl(Q/S), \qquad (14.21)$$

где E — разность потенциалов; B — магнитная индукция; l — расстояние между электродами; v — средняя скорость движения жидкости; Q — объемный расход жидкости; S — сечение трубопровода.

При круглом сечении трубопровода и $l = d$ имеем

$$Q = (\pi d^2 E)/4B = kE, \qquad (14.22)$$

где d — диаметр трубопровода; k — коэффициент пропорциональности.

В действительности

$$Q = kk_1k_2E, \qquad (14.23)$$

где коэффициенты k_1 и k_2 соответственно учитывают неравномерность магнитного поля и шунтирующее действие металлической трубы, соприкасающейся с футеровкой.

Расходомеры обтекания нашли большое применение в технике. У расходомеров обтекания введенное в поток тело (поплавок, диск, крыло, поршень, шар и т. п.) воспринимает динамическое давление обтекающего его потока и перемещается в зависимости от величины расхода. Помещенное в поток тело является первичным преобразователем расхода в линейное или угловое перемещение. Величина перемещения является мерой расхода. Противодействующей силой потоку является вес тела, усилие упругой подвески или усилие пружины.

По степени свободы тела расходомеры обтекания подразделяют на две группы: у одних обтекаемое тело свободно и перемещается вдоль оси датчика на величину, пропорциональную расходу; у других обтекаемое тело закреплено на оси, и мерой расхода является угол поворота.

Расходомеры первой группы делят на расходомеры *постоянного перепада давления* (ротаметры, поплавковые, поршневые) и расходомеры с *изменяющимся перепадом давления* (поплавково-пружинные).

К расходомерам второй группы относят расходомеры с *поворотной лопастью*.

На рис. 14.22, *б* приведены схемы основных типов датчиков расходомеров обтекания: ротаметр, поплавковый датчик, поршневой датчик, поплавково-пружинный датчик с горизонтальным перемещением поплавка, датчик с поворотной лопастью.

Ротаметр включает коническую трубку и поплавок, устанавливается в вертикальном положении; высота подъема поплавка является мерой расхода. Поплавковый датчик также устанавливают в вертикальном положении. В поршневом датчике преобразователем расхода является поршень, вертикально перемещающийся во втулке с боковыми окнами. В поплавковых и поршневых датчиках ход поплавка и поршня передается для дальнейшего преобразования скрепленному с ними штоку. У всех рассмотренных датчиков при изменении расхода жидкости изменяется площадь проходного отверстия, поэтому перепад давления остается практически постоянным.

В поплавково-пружинных датчиках с изменяющимся перепадом давления с горизонтальным перемещением поплавка, нагруженного пружиной, площадь проходного отверстия не изменяется. Перепад давления у таких датчиков возрастает с увеличением расхода.

В БКИА применяют ротаметрические, поплавковые датчики и датчики с поворотной лопастью. Для измерения расходов жидкостей и газов под небольшим давлением существуют ротаметры с конической стеклянной трубкой, в которой под действием потока поднимается поплавок. Высота подъема поплавка отмечается по шкале и тем самым фиксируется расход жидкости или газа.

Струя протекающей через ротаметр среды заставляет поплавок подниматься до тех пор, пока эффективный вес его $G_п$ (т. е. вес поплавка в измеряемой среде с учетом действия архимедовой силы) не будет уравновешен разностью давлений ($p = p_1 - p_2$, где p_1 и p_2 — соответственно давление снизу и сверху поплавка).

В условиях равновесия системы между внутренней стенкой трубки ротаметра и поплавком образуется кольцевой зазор, создающий местное сопротивление для прохождения жидкости при неподвижно установившемся по высоте поплавке.

Перепад давления Δp для ротаметров является постоянным ($\Delta p = G_п S$, где S — миделево сечение, т. е. максимальное сечение поплавка, перпендикулярное оси ротаметра), если поплавок не касается стенок трубки и не зависит от величины расхода.

Таким образом, изменение расхода не влияет на величину перепада давления, а лишь определяет положение поплавка по вертикали и приводит к изменению площади кольцевого зазора. В идеальном случае расход жидкости должен был бы зависеть только от площади проходного сечения S. Практически не весь напор Δp расходуется на увеличение скорости в суженном отверстии, а часть его тратится на трение о стенки кольцевого сечения, образование завихрений до и после поплавка.

Недостатком ротаметров является необходимость внесения поправок в его показания при изменении удельного веса или вязкости среды.

Для измерения расходов жидкостей под большим давлением используют металлические конические трубки и более сложную конструкцию датчика, обусловленную, в частности, необходимостью преобразования и передачи показаний.

Основными частями датчика поплавкового типа являются поплавок *1* и конусная трубка *2* (рис. 14.23). Жидкость, проходя через датчик, приподнимает поплавок на высоту H, пропорциональную расходу Q. Движение поплавка с помощью ферромагнитного штока *3*, индуктивной катушки *4*, надетой на трубку *5* из неферромагнитного материала, и измерительной схемы преобразуется в электрический сигнал $U_д$, который пропорционален величине вхождения сердечника в катушку H, т. е. и расходу Q.

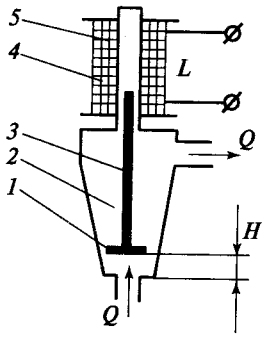


Рис. 14.23. Датчик поплавкового типа

Расходомеры с поворотной лопастью включают трубопровод и помещенную в нем лопасть, посаженную на ось. Мерой расхода является угол поворота лопасти α; противодействующей силой является вес лопасти, упругие силы подвески или реакция пружины.

Угол поворота лопасти для измерения расходов жидкостей выбирают до 70°. При больших углах поворота резко снижается чувствительность датчика. Связь между расходом Q и углом поворота лопасти с грузовым уравновешиванием определяют по формуле

$$Q = K \operatorname{tg} \alpha / \cos \alpha, \qquad (14.24)$$

где K — коэффициент, зависящий от конструкции и геометрии датчика, веса лопасти и плотности жидкости.

Расходомеры переменного перепада давления предназначены для измерения перепада давления, создаваемого в зависимости от расхода жидкости с помощью сужающего устройства, трубного сопротивления, напорного устройства или напорного усилителя.

Зависимость между перепадом давления Δp и расходом Q определяется выражением

$$Q = kF\sqrt{\Delta p \gamma}, \qquad (14.25)$$

где F — сечение диафрагмы; γ — удельный вес жидкости; k — коэффициент, зависящий от параметров датчика и жидкости.

Для измерения перепада давления используют дифференциальный манометр (дифманометр), проградуированный в единицах расхода (см. рис. 14.22, *г*). Общие недостатки расходомеров данного типа — квадратичная зависимость между расходом и перепадом сильно сужает диапазон измерения расходомера; неравномерность деления шкалы (как следствие квадратичной зависимости); затруднительность их применения при измерении малых и пульсирующих потоков; ограниченная точность.

Расходомеры переменного перепада давления в силу своей исключительной простоты изготовления находят применение для измерения больших расходов промывочной жидкости и когда не требуется высокая точность измерения.

В *тахометрических расходомерах* в качестве преобразователя расхода чаще всего выступают турбинки (см. рис. 14.22, *в*), ротор, шарик, мерные вращающиеся элементы (камеры) и т. п., скорость вращения которых определяется скоростью потока или его объемным расходом. В зависимости от конструкции преобразователя тахометрические расходомеры подразделяют на турбинные, шариковые и камерные. Тахометрические расходомеры, кроме основного преобразователя, включают преобразователь частоты вращения вала, шарика в частоту вращения импульсов, чаще всего электрических. Таким образом, частота импульсов является функцией расхода. Для измерения количества подключается счетчик импульсов.

Турбинные расходомеры бывают двух разновидностей: с тангенциальной (ось турбинки перпендикулярна направлению потока) и аксиальной (ось турбинки совпадает с направлением потока) турбинками. Турбинные расходомеры широко используют в технике для измерения количества жидкости.

Из тахометрических расходомеров наибольшее распространение в практике сооружения скважин получили турбинные при проведении исследований в скважине (определение перетоков) и при опре-

делении дебита скважин при откачке воды. Шариковые расходомеры промывочной жидкости в силу неудовлетворительной их работы с загрязненной жидкостью не нашли применения.

Расходомеры переменного уровня, основанные на измерении высоты уровня жидкости в сосуде, в который непрерывно поступает жидкость и вытекает через отверстие в дне или боковой стенке, в основном применяют для измерения расхода жидкости, вытекающей из трубопроводов в сосуды, работающие без давления.

Основными узлами расходомера являются емкость с профилированным отверстием в дне или боковой стенке и измеритель уровня. При определенной конфигурации щели в боковой стенке можно добиться линейной зависимости уровня жидкости от расхода (см. рис. 14.22, *д*):

$$x = \frac{c}{\sqrt{y}}, \qquad (14.26)$$

где c — постоянный коэффициент, определяемый конкретной конфигурацией расходомера.

Классификация расходомеров по месту съема сигнала

Исходя из конкретных условий бурения геологоразведочных скважин (поршневые насосы, наиболее распространенная прямая схема промывки) и анализа формулы производительности поршневого насоса

$$Q = mklS\eta, \qquad (14.27)$$

где m — число цилиндров; k — число ходов поршня в единицу времени; l — ход поршня; $S = S_{\text{п}}$, где $S_{\text{п}}$ — площадь поршня; η — коэффициент заполнения цилиндров; для поршневых насосов двойного действия k — число двойных ходов поршня.

$$S = 2S_{\text{п}} - S_{\text{ш}},$$

где $S_{\text{ш}}$ — площадь сечения штока.

Схема установки датчиков расхода промывочной жидкости, представленная ниже, указывает места съема сигнала, соответствующих первичных исходных параметров, функционально связанных с расходом.

Места постановки датчиков расхода	Исходные параметры
Буровой насос	Частота оборотов вала двигателя, число двойных ходов поршня, длина хода поршня
Нагнетательная линия	Расход жидкости, подаваемой в скважину, расход жидкости на слив, импульсы давления
Скважина	Расход жидкости из скважины
Зумпф	Объем жидкости, уровень

При нормальных условиях работы насоса мерой его производительности служат частота оборотов вала привода, число ходов поршней, длина хода поршней, частота импульсов давления. Считая производительность насоса постоянной, можно, измеряя расход жидкости на слив, судить о расходе жидкости, подаваемой в скважину. Объем и уровень зумпфа служат мерой расхода подаваемой в скважину жидкости в случае, если нет круговой циркуляции. Контролировать расход жидкости, подаваемой в скважину, можно по расходу жидкости, выходящей из скважины, если отсутствует поглощение или известна его интенсивность.

Основным местом постановки датчиков современных расходомеров является нагнетательная линия. В этом случае устраняются многие помехи и факторы, вносящие погрешность в измерения.

Основные расходомеры (по принципу работы), применяемые в геологоразведочной практике:

- ✓ электромагнитные, расходомеры обтекания с перемещающимся вдоль оси датчика телом обтекания (расходомеры постоянного перепада давления — ротаметры, поплавковые);
- ✓ с телом обтекания, закрепленным на оси;
- ✓ тахометрические турбинные (с тангенциальной или аксиальной турбинкой);
- ✓ переменного перепада давления;
- ✓ переменного уровня.

Электромагнитные расходомеры ЭМР (ЭМР-2, ЭМР-3, ЭМР-4), предназначенные для измерения расхода воды и глинистого раствора, обеспечивают непрерывный визуальный контроль и постоянную точность измерения расхода жидкости при широком изменении ее физико-механических свойств: вязкости, плотности, температуры, давления.

Технические характеристики расходомеров приведены в табл. 14.3.

Электромагнитный расходомер ЭМР-2 предназначен для измерения расхода не содержащей масляных примесей промывочной жидкости. *Электромагнитный расходомер ЭМР-3* — для измерения расхода различных, в том числе и маслосодержащих, промывочных жидкостей. В отличие от расходомера ЭМР-2 расходомер ЭМР-3 имеет систему очистки электродов от маслосодержащих пленок. Электрическая очистка электродов производится при работе расходомера автоматически комбинированным воздействием постоянного тока (до 7 мкА) при подаче на электроды малых отрицательных относительно корпуса датчика электрических потенциалов и периодической подаче на электроды импульсов повышенного напряжения (120 В). Интервал времени очистки может быть установлен в пределах 6—8 с, а интервал между очистками — от 6 с до 2,5 мин.

Расходомер промывочной жидкости с поворотной лопастью РПЛ-1 относится к расходомерам обтекания. Расходомер включает датчик и пульт. Датчик монтируется в горизонтальном положении в разрыв нагнетательной линии (рис. 14.24) со штепсельным разъемом *7* и включает трубопровод *1* и лопасть *2*, закрепленную на упругой подвеске *3*, и индуктивный преобразователь (*5* — магнитопровод, *6* — катушки), расположенный с внешней стороны корпуса *4* напротив лопасти. Трубопровод и корпус датчика выполнены из нержавеющей

Таблица 14.3. **Технические характеристики расходомеров**

Параметры	Расходомеры			
	ЭМР-2	ЭМР-3	РПЛ-1	РС-ТПУ
Параметры промывочной жидкости:				
диапазон измерения, л/мин	0—150 0—300	0—150 0—300	0—150 0—300	0—150 0—300
плотность, г/см^3			0,9—1,3	1—1,3
давление, мПа	0—10	0—10	0—6,3	0—10
температура, °С	0—+40	0—+40	0—+40	0—+40
Параметры источника питания:				
напряжение, В	380±76	380±76	380±76	220±44
частота тока, Гц	50±1	50±1	50±1	50±1
Потребляемая мощность, В·А	40	50	40	40
Предел основной приведенной погрешности, %	±4	±4	±4	±4
Дополнительная погрешность, %:				
при изменении напряжения питания на каждые 10 %	±2	±2	±2	—
при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от 20 °С	±2	±2	±2	—
при изменении плотности жидкости на каждые 0,1 г/см^3	—	—	±1	—
Масса, кг:				
пульта	15	8	12	8
датчика	12	8	11	12

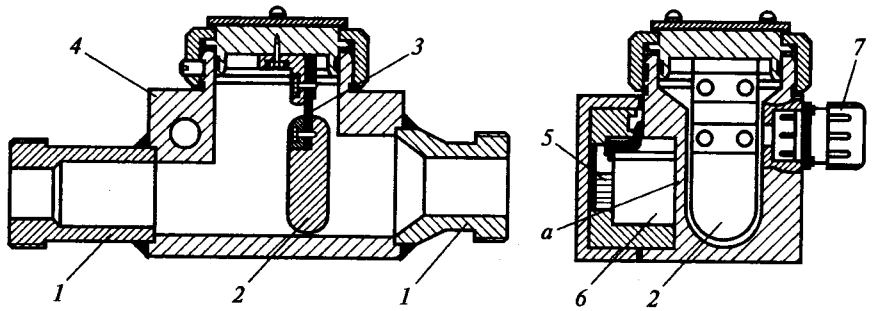


Рис. 14.24. Схема датчика расходомера РПЛ-1

неферромагнитной стали, лопасть — из нержавеющей ферромагнитной стали.

Под действием потока жидкости лопасть отклоняется на соответствующий угол α, являющийся мерой расхода жидкости. Противодействующей силой является вес лопасти и упругие силы подвески. Лопасть выполняет роль сердечника индуктивного преобразователя; взаимодействует с преобразователем через неферромагнитную стенку *а*. С поворотом лопасти изменяется рабочая площадь индуктивного датчика, что, в свою очередь, ведет к изменению выходного сигнала $U_д$.

Выпрямленный сигнал датчика подается на электроизмерительный прибор, проградуированный в л/мин расхода. В схему измерителя введен переключатель с рядом резисторов, которые включаются последовательно с измерительным прибором. Чем больше плотность жидкости, тем на больший угол отклоняется лопасть, больше разбаланс схемы, т. е. и показания прибора при неизменном расходе жидкости. Следовательно, с увеличением плотности жидкости в цепь вводят резистор с большим сопротивлением.

Техническая характеристика расходомера РПЛ-1 приведена в табл. 14.3.

Расходомер-сигнализатор промывочной жидкости РС-ТПУ предназначен для измерения расхода воды и глинистого раствора и подачи сигналов (световой и звуковой) при снижении расхода до аварийного значения. К расходомеру может быть подключен самописец.

Расходомер РС-ТПУ поплавковый постоянного перепада давления, включает индуктивный датчик (рис. 14.25), измерительный пульт, самописец и сирену (звонок). Электрическая часть датчика собрана по трансформаторной мостовой схеме.

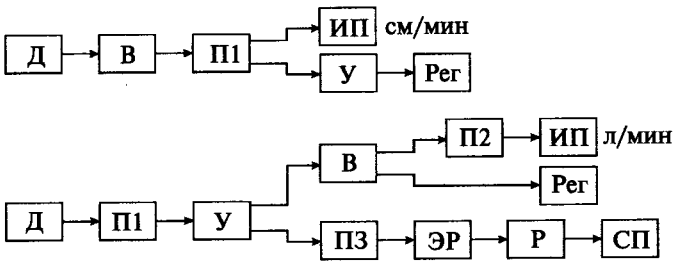


Рис. 14.25. Блок-схема расходомера РС-ТПУ:

Д — датчик; П1 — переключатель плотности жидкости; У — усилитель; В — выпрямитель; П2 — переключатель диапазонов; ИП — измерительный прибор; Рег — регистратор; П — переключатель сигнальных расходов; ЭР — электронное реле; Р — электромеханическое реле; СП — сигнальные приборы (звуковой и световой сигналы)

Переключатель П1 с рядом резисторов устанавливают в положение, соответствующее плотности жидкости (шкала переключателя имеет оцифровку: 1; 1,05; 1,1; 1,2; 1,3 г/см^3).

Усиленный сигнал датчика подается на регистратор Рег и через делитель напряжения (переключатель ПЗ) на электронное ЭР и электромеханическое Р реле. При снижении расхода до значения уставки и ниже срабатывает реле и включаются световой и звуковой сигналы.

Измерение частоты оборотов породоразрушающего инструмента

В бурении геологоразведочных скважин передача крутящего момента породоразрушающему инструменту осуществляется главным образом посредством бурового вала, получающего вращение с поверхно-

сти от бурового станка. При применении забойных машин породоразрушающий инструмент жестко связан с выходным валом этих машин, и частота оборотов его равна частоте оборотов вала. В первом случае частота оборотов породоразрушающего инструмента может быть измерена с помощью поверхностной аппаратуры, датчики которой при жесткой кинематической цепи передачи крутящего момента от КПП до бурового вала могут быть встроены в любом месте этой цепи. Во втором случае требуется постановка глубинных датчиков и передача сигналов на поверхность.

Буровые станки, оснащенные трехфазными электродвигателями переменного тока и имеющие ступенчатые коробки перемены передач (КПП), имеют фиксированные значения частоты оборотов вращателя.

Чувствительный элемент (первичный преобразователь) датчика угловой скорости связан с вращающимся бурильным валом, шестерней и др. Угловая скорость с помощью датчиков может быть преобразована в силу, давление, расход, перемещение, угол, ЭДС и другие параметры, удобные для местного контроля или для передачи на расстояние.

По принципу действия датчики угловой скорости могут быть разделены на три основные группы: механические, гидравлические и электрические. В буровой контрольно-измерительной аппаратуре применяют механические (центробежные) и главным образом электрические датчики, а также индукционные тахометры, тахогенераторы.

На рис. 14.26 показаны некоторые схемы датчиков-тахометров, применяемых в буровой аппаратуре (*а*, *б*) и регулируемом приводе, приведены примеры бесконтактных импульсных электрических датчиков, применяемых в буровых тахометрах (*в*, *г*).

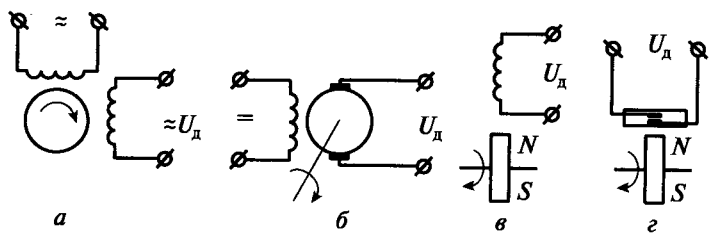


Рис. 14.26. Схемы датчиков буровых тахометров:

а — датчик оборотов ДО аппаратуры ПКМ, ИРБ; *б* — тахогенератор постоянного тока; *в* — датчик с катушкой индуктивности и пластинкой постоянного магнита; *г* — датчик с герконом и пластинкой постоянного магнита

Тахометры широко применяют для измерения линейных скоростей (при предварительном преобразовании линейного перемещения в угловое), например скорости спуска и подъема инструмента, механической скорости бурения (измеритель скорости бурения ИСБ).

Измерители частоты ударов при гидроударном бурении

Контроль частоты ударов гидроударных машин с энергией удара не менее 10 кН · м при бурении геологоразведочных скважин глубиной до 1000 м осуществляют с помощью измерителя частоты ИЧ, который включает датчик пульсаций давления и пульт. Датчик устанавливают в напорной магистрали промывочной жидкости. Работа аппаратуры основана на использовании магнитоупругого эффекта, заключающегося в изменении магнитных свойств материала чувствительного элемента датчика при воздействии давления (усилия) промывочной жидкости.

Техническая характеристика ИЧ

Диапазон измерения частоты ударов, Гц	10—80
Основная погрешность, %	не более 1 ± 4
Рабочее давление датчика, МПа	10
Источник питания	(380 ± 76) В, (50 ± 1) Гц

Измерители и ограничители крутящего момента

Контроль крутящего момента на шпинделе (роторе) бурового станка дает возможность контролировать загрузку бурового инструмента в наиболее опасном верхнем сечении, судить о загрузке привода, бурового станка, состоянии скважины, резких искривлениях ствола, смене пород, степени износа породоразрушающего инструмента. Знание крутящего момента на шпинделе и применение ограничителей крутящего момента позволяет избежать ряд осложнений и аварий в процессе бурения.

Съем сигнала, пропорционального крутящему моменту, может быть осуществлен со звеньев в цепи силовой передачи (валов, шестерен, муфт, цепных передач, бурового инструмента) исходя из потребляемой приводом (в частности, электродвигателем) мощности или мощности на его валу.

Крутящий момент определяют произведением силы на плечо: $M = Fr$. Имея в кинематике передачи крутящего момента M элемент радиусом r (вал, шестерня), можно при постоянстве r, измеряя силу F, контролировать крутящий момент (рис. 14.27). При этом сила F в общем случае может быть разложена на тангенциальную и осевую составляющие; в свою очередь, тангенциальная составляющая при передаче крутящего момента цепными передачами с помощью оттяжных роликов может быть разложена на две составляющие. Все эти варианты используют в буровых измерителях крутящего момента.

Эффект изменения свойств материала вала (магнитных характеристик) под действием приложенного крутящего момента используется в датчиках ДМ конструкции СКБ НПО «Геотехника» (см. рис. 14.9, *в*).

При использовании асинхронного привода и жесткой кинематической цепи крутящий момент определяют косвенным путем по ве-

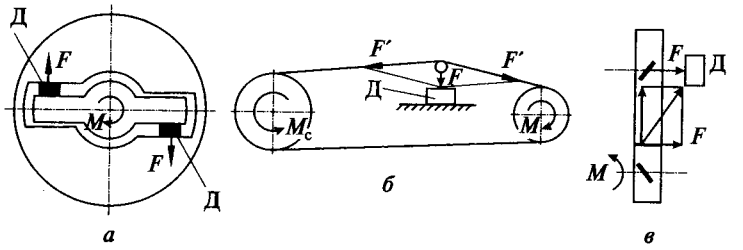


Рис. 14.27. Схемы преобразования крутящего момента в силу:

а — датчик крутящего момента, встраиваемый в шлицевой вал; *б* — схема работы измерителя момента ротора (ИМР); *в* — схема работы датчика аппаратуры ГП с применением косозубой пары шестерен; Д — датчик силы

личине потребляемой электродвигателем активной мощности в соответствии с формулой

$$M = \frac{N_{акт}}{n}, \tag{14.28}$$

$$N_{акт} = 3UI\cos\varphi, \tag{14.29}$$

где M — крутящий момент, кН · м; $N_{акт}$ — активная мощность, кВт; n — частота оборотов в мин.

Для измерения крутящего момента на шпинделе, считая электродвигатель симметричной нагрузкой, необходимы датчик и напряжения и тока, включенные в одну из фаз электродвигателя. При этом необходимо учитывать конкретные частоты вращения шпинделя и затраты мощности для приведения в действие силовой кинематики самого станка (затраты мощности на холостое вращение). Данный принцип измерения возможен и для определения усилия на крюке при выполнении грузовых операций, введя другой масштабный коэффициент. Описанный принцип измерения крутящего момента на шпинделе и усилия на крюке использован в аппаратуре ОМ-40.

При использовании для привода буровых станков электродвигателей постоянного тока крутящий момент на их валу определяют по току возбуждения и току в якорной цепи (датчик момента ДМ аппаратуры КУРС-613).

Измеритель и автоматический ограничитель крутящего момента ОМ-40

Аппаратура ОМ-40 предназначена для оснащения станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200 с приводом от асинхронного электродвигателя и имеющих ступенчатую коробку перемены передач, может быть использована и на других буровых станках с асинхронным электродвигателем.

Поставка ОМ-40 для конкретного типа станка может осуществляться в одном из двух вариантов: первый вариант — входят приборный

пульт, трансформатор тока типа ТКЛ-0,5Т 75а/5а кл. 0,5, гидравлическая панель защиты с комплектом гидравлических рукавов; второй — входят те же узлы, кроме панели гидравлической защиты.

Аппаратура ОМ-40 обеспечивает при бурении измерение крутящего момента на шпинделе, световую предупредительную (мигающую) сигнализацию при перегрузке (первая ступень защиты) и автоматическое ограничение крутящего момента (вторая ступень защиты) путем приподъема снаряда — для первого варианта прибора и отключением электродвигателя станка — для второго варианта. При подъеме ОМ-40 обеспечивает измерение усилия на крюке, световую сигнализацию при перегрузке талевой системы (первая ступень защиты), автоматическое ограничение усилия (вторая ступень защиты).

Формула (14.28) относительно крутящего момента на шпинделе M (кгс · м) и усилия на крюке $G_{кр}$ (Тс) следующая:

$$M = K_1(N_{акт}/n), \tag{14.30}$$

$$G_{кр} = K_2(N_{акт}/n), \tag{14.31}$$

где $N_{акт}$ — активная мощность в Вт; n — частота вращения по паспорту бурового станка, установленная для бурения (частота вращения шпинделя) или для подъема инструмента, об/мин; K_1 и K_2 — коэффициенты пропорциональности.

На рис. 14.28, *а* изображена блок-схема первого варианта прибора (с гидравлической панелью защиты), на рис. 28, *б* — структурная схема ОМ-40 второго варианта прибора (без гидравлической панели защиты).

Схему прибора по выполняемым функциям можно разделить на отдельные блоки: измерительный, сигнализации перегрузки, автоматического ограничения, питания, гидравлической защиты, исполнительный механизм прибора для случая воздействия прибора на подъем шпинделя бурового станка.

Измерительный блок предназначен для преобразования измеряемых величин фазного напряжения и фазного тока электродвигателя в напряжение постоянного тока, пропорциональное величине крутящего момента на шпинделе бурового станка.

В измерительный блок входят:

✓ внешний измерительный трансформатор тока ТТ, служащий для преобразования значения тока, протекающего в одной из фаз статора асинхронного электродвигателя;

✓ квадратичный фазочувствительный детектор КФД, предназначенный для получения сигнала постоянного тока, пропорционального активной мощности, потребляемой электродвигателем станка из сети;

✓ устройство компенсации потерь мощности холостого хода $РН_{хх}$ электродвигателя и потерь в редукторе бурового станка и переключатель частоты оборотов шпинделя П1, служащие для получения сигнала, пропорционального крутящему моменту на шпинделе бурового станка;

✓ измерительный показывающий прибор ИП.

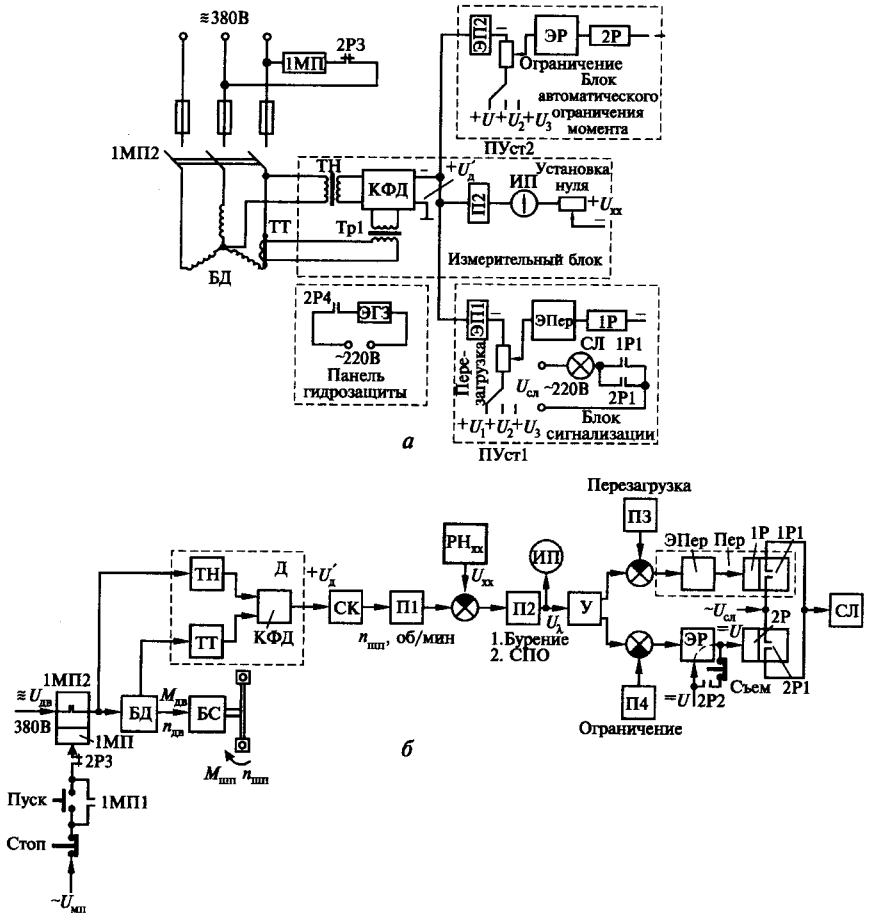


Рис. 14.28. Автоматический ограничитель крутящего момента ОМ-40:

а — блок-схема ОМ-40 (первый вариант); *б* — структурная схема ОМ-40 (второй вариант) с элементами управления двигателем бурового станка; ТН — трансформатор напряжения; ТТ — трансформатор тока; КФД — квадратичный фазовый детектор; Д — датчик; СК — гласующий каскад; $ДН_1$, $ДН_2$ — делители напряжения; $РН_{хх}$ — регулятор напряжения холостого хода; ИП — измерительный прибор; У — усилитель; $ПУ_{ст1}$, $ПУ_{ст2}$ — переключатели уставок; 1Р, 2Р — электромагнитные реле; ЭР — электронное реле; СЛ — сигнальная лампа; Пер — переключатель мигающего света лампы СЛ; ЭПер — электронная часть переключателя; $U_{хх}$ — регулируемое напряжение компенсации сигнала датчика при холостом вращении шпинделя (установка нуля); $U_д$ — выходное напряжение датчика, пропорциональное крутящему моменту на шпинделе при бурении $M_{шп}$ или усилию на крюке при СПО; МП — магнитный пускатель; БД — буровой двигатель; БС — буровой станок; $U_{дв}$ — напряжение питания электродвигателя бурового станка; $U_{мп}$ — напряжение питания обмотки пускателя; $M_{дв}$, $n_{дв}$ — крутящий момент и частота оборотов вала БД; $M_{шп}$, $n_{шп}$ — крутящий момент и частота оборотов шпинделя БС

Трансформатор напряжения ТН включен на то же фазное напряжение (фаза — нуль звезды статора электродвигателя станка) переменного тока, что и измерительный трансформатор тока ТТ. Выходной сигнал детектора $U_д$, пропорциональный значению активной мощности, подается на базу транзистора согласующего каскада СК.

Так как при одном и том же значении момента увеличение частоты вращения шпинделя бурового станка ведет к увеличению потребляемой электродвигателем активной мощности, то возрастает и напряжение на входе СК. Для сохранения неизменным диапазона измерения, при изменении частоты вращения шпинделя, переключатель П1 переводят в соответствующее положение (на пульте переключатель П1 имеет шкалу частот вращения шпинделя; для ЗИФ-650М, например, это 87, 118, 188, 254, 340, 460, 576, 800 об/мин), и сигнал делится таким образом, что при одном и том же значении крутящего момента на любой скорости вращения на измерительный прибор подается одно и то же напряжение.

Входной сигнал, соответствующий моменту холостого вращения шпинделя бурового станка, компенсируется напряжением $U_{хх}$.

Для оценки нагрузки на крюке талевой системы, в процессе подъема бурового инструмента, переключатель П2 переводят из положения «250 кг · м» в положение «25 (12,5 Тс)» (в других исполнениях прибора «кг · см» — «Тс»). Верхний предел измерения прибора ИП становится при этом равным 25 Тс при четырехструнной талевой оснастке или 12,5 Тс — при двухструнной оснастке.

Блок сигнализации перегрузки осуществляет сравнение сигнала, поступающего от измерительного блока с сигналом уставки (задаваемым переключателем П3 — «перегрузка»). При превышении сигналом величины, заданной уставкой, включается световая мигающая сигнализация. Это происходит как при перегрузке по моменту во время процесса бурения, так и перегрузке системы во время подъема бурового снаряда. При положении величины момента ниже значения уставки схема возвращается в исходное положение.

Схема сигнализации перегрузки работает и при подъеме бурового снаряда. При переводе переключателя П3 в положение «25 (12,5) Тс» значения уставок сигнализации изменяются в соответствии с изменением предела измерения показывающего прибора ИП. Блок автоматического ограничения момента осуществляет сравнение сигнала, поступающего от измерительного блока, с сигналом уставки (задаваемым переключателем П4 — «ограничение»). Величина уставки измеряется включением соответствующего делителя напряжения. При превышении сигналом величины, заданной уставкой, включается световая сигнализация и отключается электродвигатель бурового станка (или поднимается шпиндель станка вместе с буровым инструментом — при воздействии прибора ОМ-40 через панель гидравлической защиты на гидравлику бурового станка).

Это происходит при срабатывании реле 2Р: замыкаются контакты 2Р1, 2Р2 и 2Р4 (первый вариант ОМ-40), контакт 2Р3 — размыкается.

Контактом 2Р2 реле 2Р удерживается в сработавшем состоянии. Контакт 2Р3 разрывает цепь катушки магнитного пускателя ПМ электродвигателя бурового станка, и электродвигатель отключается.

Контакт 2Р4 включает соленоид панели гидравлической защиты (второй вариант прибора), и золотник панели переключает гидросистему бурового станка на подъем шпинделя вместе с буровым инструментом.

Контакт 2Р1 включает лампу СЛ. Возврат схемы автоматического ограничения момента в исходное положение осуществляется при нажатии на кнопку Кн — «съем» (размыкание цепи питания реле 2Р). Возврат схемы в исходное положение возможен только после снижения крутящего момента до нормального уровня.

При переводе переключателя П2 «момент — вес» в положение «25 (12,5) Тс» срабатывание схемы ограничения происходит при достижении стрелкой ИП деления 200, что соответствует нагрузке порядка 5 Тс на струну оснастки талевой системы и не зависит от положения переключателя П4.

Автоматическое ограничение по нагрузке на талевую систему введено для предотвращения аварийной нагрузки на буровую вышку и предотвращения обрыва каната. При положении переключателя П2 «250 кг · м» и переводе переключателя П4 — «ограничение» в положение «откл.» работа схемы ограничения крутящего момента блокируется.

Панель гидравлической защиты состоит из:

✓ золотника с электромагнитным приводом переменного тока;

✓ основания с системой каналов и выходными отверстиями (для подсоединения гидравлических рукавов);

✓ предохранительного клапана, настроенного на давление 4,5 МПа.

После срабатывания реле 2Р (контакт 2Р4) схемы ограничения момента сердечник соленоида подтягивается и перемещает командный золотник панели. Масло от маслонасоса поступает в нижнюю полость цилиндров, и шпиндель поднимается в верхнее положение. После возврата схемы ограничения момента кнопкой «съем» соленоид обесточивается, и золотники возвращаются в исходное положение.

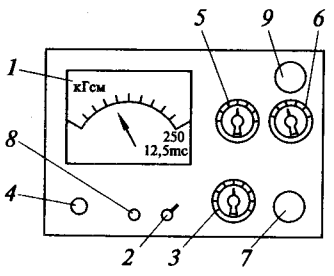


Рис. 14.29. Лицевая панель ОМ-40

Прибор оформлен в виде двух узлов: пульта прибора (рис. 14.29) и гидравлической панели защиты (для первого варианта прибора).

На лицевой панели прибора расположены показывающий прибор *1*; переключатель *2* момент-нагрузка — «250 кг · м — 25 (12,5) Т»; переключатель *3* — скорость вращения шпинделя станка — «об/мин»; ручка *4* — «установка нуля»; переключатель *5* уставок сигнализации — «перегрузка»; переключатель *6* уставок автоматического ограничения — «ограничение»; кнопка возврата *7* автоматики в исходное положение — «съем»; лампа-индикатор включения прибора *8*; световое табло *9* о работе автоматики. На правой боковой стенке корпуса прибора расположены два предохранителя и выключатель прибора, на нижней стенке — два разъема для подключения кабелей питания и панели защиты прибора, а также шпилька для защитного заземления корпуса. Прибор крепят на стене буровой, панель защиты — на станине бурового станка и с помощью гидравлических рукавов ее подсоединяют к гидросистеме бурового станка.

В процессе бурения скважины на величину крутящего момента оказывает влияние частота оборотов бурового снаряда, глубина скважины, диаметр бурильных труб, тип и диаметр породоразрушающего инструмента, физико-механические свойства разбуриваемых пород, осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, расход очистного агента, техническое состояние скважины (количество шлама на забое, устойчивость стенок, искривление).

При установившемся процессе бурения и неизменных геолого-технических условиях крутящий момент изменяется незначительно, в пределах (5—7) кг · м. Резкое изменение величины крутящего момента при неизменных параметрах технологического режима свидетельствует об изменении условий бурения скважины.

Резкое увеличение крутящего момента может указывать на обвал стенок скважины или прижог алмазного породоразрушающего инструмента, постепенное увеличение при одновременном уменьшении скорости углубки — на зашламование забоя скважины или на затупление инструмента, кратковременное при одновременном снижении механической скорости проходки — на самозаклинивание керна, резкое уменьшение — на обрыв бурового снаряда, плавное уменьшение с увеличением скорости углубки — на уменьшение твердости разбуриваемой породы.

Снижение механической скорости бурения и уменьшение крутящего момента может свидетельствовать о зависании бурового снаряда на керне. С помощью прибора можно контролировать надежность заклинивания и срыва керна. При срыве керна наблюдается резкое увеличение крутящего момента до 100—150 кг · м и вслед за этим резкое его уменьшение.

При бурении на уголь прибор можно использовать для контроля встречи угольного пласта. В этом случае величина крутящего момента, как правило, уменьшается, так как уголь имеет меньшую твердость по сравнению с перемежающимися породами. При подъеме бурового инструмента прибор показывает нагрузку на крюке.

Техническая характеристика ОМ-40

Диапазон измерения крутящего момента на шпинделе, кН · м	0—2,5
Диапазон измерения усилия на крюке талевой системы при оснастке, кН:	
2 × 3	0—250

1 × 2	0—125
0 × 1	0—62,5
Уставки сигнализации «перегрузка», кН · м:	
при бурении	0,25; 0,50; 0,75; 1,00; 1,25; 1,50
подъеме снаряда	2,5; 5,0; 7,5; 10,0; 12,5; 15,0
Уставки автоматики «ограничение», кН · м	0,75; 1,00; 1,50; 2,00; 2,50
Пределы основной погрешности от верхних пределов измерения по всем параметрам и уставкам, %	±4
Дополнительная погрешность, %:	
при изменении напряжения питания на каждые 10 %	±2
изменении температуры окружающей среды от значения 20 °С на каждые 10 °С	±2
Источник питания	(380 ± 76) В, (50 ± 1) Гц
Масса пульта, кг	15

14.8. Аппаратура контроля эффективности бурения скважин

Для оценки эффективности процесса бурения наиболее важной является аппаратура для измерения и регистрации углубки (буровые регистраторы), измерители механической и рейсовой скорости бурения, регистраторы затрат мощности. Для оперативной оценки процесса бурения — измерители механической скорости бурения.

Применение измерителей механической скорости дает возможность оперативно влиять на процесс бурения, изменяя режимные параметры, добиваясь более высоких показателей.

Скорость подачи верха бурового инструмента и скорость подачи его низа, т. е. и механическая скорость бурения, в общем случае не одно и то же. Динамику процесса и характеристику инструмента, находящегося в скважине, учитывает формула А. И. Дряхлова:

$$v_м = v_в - \frac{L_{скв}}{ES}\frac{dG_{ос}}{dt}, \qquad (14.32)$$

где $v_м$ — механическая скорость бурения; $v_в$ — скорость подачи верха бурового инструмента; $L_{скв}$ — глубина скважины (длина бурового инструмента); ES — жесткость поперечного сечения бурового инструмента; $G_{ос}$ — осевая нагрузка.

В большинстве практических случаев вполне приемлемым является знание механической скорости в установившемся режиме ($dG_{ос}/dt = 0$) — для глубоких скважин; для скважин малой глубины значение $v_м$ близко к $v_в$, что приемлемо для практических целей определения механической скорости бурения по скорости подачи верха бурового инструмента.

Измерители механической скорости бурения могут работать по двум схемам: измеряющие мгновенную механическую скорость и среднюю механическую скорость. Измерители первой группы дают значение скорости бурения в каждый момент времени (мгновенные значения), т. е. наглядную картину изменения скорости, второй группы — усредненные показания за определенное время или в определенном интервале. При малом интервале времени или углубки данные измерители обладают достоинствами измерителей первой группы, при значительных интервалах — не сказывается влияние вибраций инструмента.

Сигнал для датчика механической скорости бурения может быть взят от поступательно движущихся синхронно с углубкой элементов буровой установки (ведущая штанга, вертлюг-сальник, талевый блок, рабочие струны и ходовая ветвь талевой системы, кремальера, направляющие штоки, траверса вращателя) или вращающихся частей (барабан лебедки, ролики кронблока и талевого блока). Кроме того, связь датчиков может быть осуществлена с гидравлической системой станка или пристроенных гидроцилиндров.

Анализ технологических приемов буровой бригады, мест постановки и условий работы датчиков показал, что наиболее приемлемыми местами съема сигнала являются направляющие штоки и траверса вращателя, гидравлическая система станка, вертлюг-сальник и при автоматическом регулировании подачи инструмента с лебедки — барабан лебедки, ходовая ветвь талевой системы, ролики кронблока.

Измеритель скорости проходки ИСП реализует формулу А. И. Дряхлова (14.32). Измеритель предназначен для измерения механической скорости бурения при подаче инструмента с лебедки до глубины 1500 м станками различного типа с талевой системой ТС 1 × 2 или ТС 2 × 3 со встроенным измерителем нагрузки МКН-1. Измеритель включает датчик скорости подачи верха бурового инструмента ДС и вторичный показывающий прибор. Он обеспечивает непрерывный контроль механической скорости при различных режимах бурения, в том числе и «на выбурку» с полностью заторможенной лебедкой.

Датчик скорости подачи состоит из приводного ролика, редуктора и асинхронного двигателя, работающего в генераторном режиме. Своим роликом он пристраивается к барабану лебедки. Измерительная схема прибора построена по компенсационному принципу (рис. 14.30).

Вторичный прибор имеет два канала: «нагрузка на забой» и «скорость подачи». Сигнал, пропорциональный нагрузке на забой, от измерителя МКН-1 поступает на вход одной из компенсационных систем, усиливается нуль-усилителем НУ1 и приводит во вращение ротор реверсив-

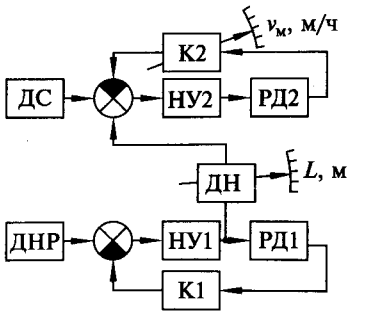


Рис. 14.30. Структурная схема ИСП

ного двигателя РД1, ось которого кинематически связана с осью компенсатора К1.

Напряжение на выходе усилителя НУ1 пропорционально скорости изменения нагрузки на забой $dG_{ос}/dt$. С выхода усилителя сигнал подается на делитель напряжения ДН, который умножает этот сигнал на величину, пропорциональную длине бурового инструмента и обратно пропорциональную жесткости его поперечного сечения ES. Напряжение с выхода делителя ДН суммируется с напряжением датчика скорости ДС и подается на вторую компенсационную систему с отсчетным устройством ОУ. Эта система измеряет напряжение, пропорциональное механической скорости бурения.

Техническая характеристика ИСП

Верхние пределы измерения, м/ч	0—5, 0—10
Основная погрешность, %	±4
Источник питания	(380 ± 76) В, 50 Гц
Потребляемая мощность, В · А	70

Измеритель механической скорости бурения ИСБ предназначен для станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР при подаче бурового инструмента со шпинделя. Точкой съема сигнала (ТСС) является скорость поступательного движения элементов вращателя (траверсы, направляющего штока) при синхронном их движении с верхом бурового инструмента при бурении. Считается, что скорость перемещения верха бурового инструмента и скорость перемещения низа инструмента, т. е. и механическая скорость бурения, равны, хотя это имеет место при установившемся режиме бурения, когда все элементы бурового инструмента движутся с одинаковой скоростью. Следовательно, измеритель ИСБ в переходном режиме отражает только скорость перемещения верха бурового инструмента, но не механическую скорость бурения.

В комплект измерителя ИСБ входят измерительный пульт, преобразователь (датчик), шток, гибкий валик, привод с элементами крепления. Измеритель допускает подключение самопишущего вольтметра в качестве регистратора механической скорости бурения.

Работа измерителя ИСБ основана на механическом преобразовании скорости линейного движения направляющего штока (траверсы) в частоту вращения ротора тахогенератора переменного тока и измерении сигнала показывающим прибором непосредственной оценки, шкала которого проградуирована в единицах скорости бурения, м/ч. На рис. 14.31 представлена блок-схема измерителя.

Измерительный преобразователь скорости бурения (ИПС) состоит из тахогенератора (микроэлектродвигателя с полым ротором АДП-262, работающего в генераторном режиме), повышающего редуктора ($i = 29{,}06$) и муфты одностороннего действия, которая обеспечивает расцепление кинематической цепи привода при движении шпинделя бурового станка вверх и при внезапных остановках шпинделя при его движении вниз. ИПС преобразует вращение входного вала в электрическое напряжение переменного тока.

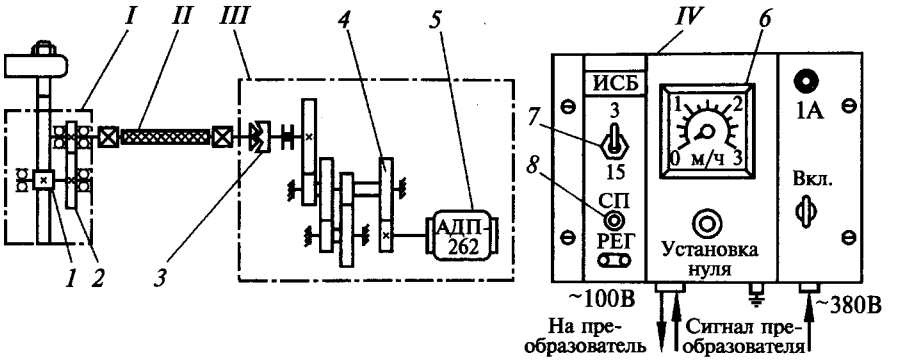


Рис. 14.31. Блок-схема измерителя ИСБ:

I — привод; *II* — гибкий вал; *III* — преобразователь скорости; *IV* — измерительный пульт. *1* — зубчато-реечная передача; *2* — повышающий редуктор; *3* — муфта одностороннего действия; *4* — повышающий редуктор; *5* — тахогенератор; *6* — измерительный прибор; *7* — тумблер переключения пределов измерения; *8* — сигнальная лампа

Техническая характеристика измерителя ИСБ

Диапазон измерения механической скорости бурения, м/ч	0—3, 0—15
Основная погрешность (от верхних пределов диапазонов измерения), %	не более ±4
Дополнительная погрешность:	
от изменения напряжения питания на каждые 10 % от 380 В, %	не более ±2
изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С от 20 °С, %	не более ±2
Источник питания	(380 ± 76) В, (50 ± 1) Гц
Потребляемая мощность, В · А	не более 100
Габариты, мм:	
пульт	390 × 250 × 205
датчик	295 × 120 × 120
Масса, кг:	
пульт	14
датчик	5

Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ предназначен для буровых станков с подачей инструмента с лебедки. Основными узлами регистратора являются пульт, датчик и самописец Н343.

Датчик регистратора *1* своим основанием *2* крепится на мачте *3* (рис. 14.32, *а*) и имеет тросовую связь *4* с вертлюгом-сальником *5*. Тросик одним витком охватывает барабан датчика и преобразует поступательное движение инструмента во вращательное якоря *6* (рис. 14.32, *а*, *б*). Второй конец тросика прикреплен к каретке-контргрузу *7*, движущейся по оттяжке *8* при перемещении вертлюга-сальника.

Схема датчика и индуктивных преобразователей показана на рис. 14.32, *б*, *в*. Принцип работы датчика заключается в выдаче ряда

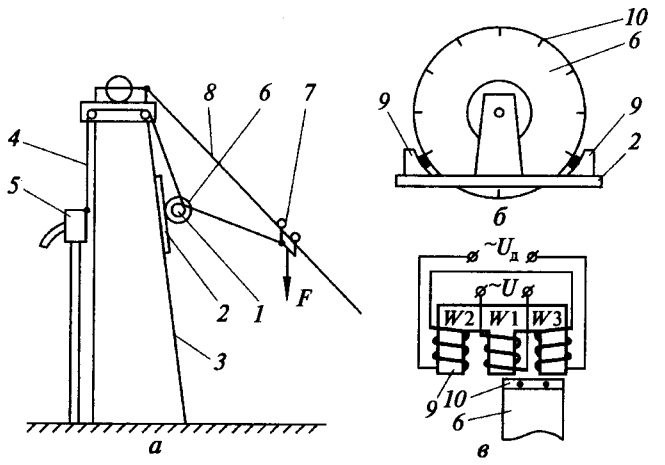


Рис. 14.32. Схема датчика регистратора РСБ-ТПУ и его монтажа на мачте:
а — схема монтажа датчика; *б* — схема датчика; *в* — схема индуктивного преобразователя

импульсов напряжения, интервал во времени между которыми $T_д$ соответствует углубке в 1 см. Интервал $T_д$ заполняется стандартными импульсами длительностью, обратно пропорциональной скорости бурения. Сосчитанные стандартные импульсы за время $T_д$ преобразуются в показания прибора — среднюю механическую скорость бурения в предыдущем интервале углубки в 1 см.

Индуктивные преобразователи *9* собраны на Ш-образном сердечнике, имеющем разомкнутую магнитную цепь. На среднем стержне расположена катушка с обмоткой возбуждения $W1$. На крайних стержнях расположены измерительные обмотки $W2$ и $W3$, включенные последовательно и встречно. При замыкании пластинкой *10* якоря *6* зазора индуктивного преобразователя возникает наведенный импульс напряжения $U_д$, используемый для работы схемы.

Регистратор РСБ-ТПУ при незначительных изменениях схемы монтажа может быть применен на любых буровых станках и при любой подаче инструмента.

Техническая характеристика регистратора РСБ-ТПУ

Диапазон измерения, м/ч	0—2, 0—20
Приведенная погрешность, %	±4,5
Источник питания	(220 ± 44) В, (50 ± 2) Гц

Регистратор механической скорости бурения РСГ-ТПУ предназначен для буровых станков с гидравлической подачей и при подаче со шпинделя. Механическую скорость бурения определяют по интенсивности расхода масла из нижних полостей гидроцилиндров подачи при движении шпинделя вниз (при бурении). Датчиком скорости бурения является

расходомер обтекания постоянного перепада давления. На рис. 14.33 представлена принципиальная электрическая схема регистратора.

Датчик регистратора монтируют в вертикальном положении в разрыв маслопровода, соединяющего нижние полости гидроцилиндров подачи с прибором гидроуправления.

Секции катушки $L1$ и $L2$ и вторичные обмотки трансформатора $W2а$ и $W2б$ включены по трансформаторной мостовой схеме, в диагональ которой через выпрямительный мостик Д1 — Д4 включен электроизмерительный прибор ИП — микроамперметр, проградуированный в размерности скорости бурения (см/мин).

Измерительная схема включает переключатель пределов измерения П2 и ряд резисторов ($R4 — R8$) для настройки регистратора при постановке его на различные станки и при изменении сорта и качества масла. Для компенсации температурной погрешности измерений последовательно с измерительным прибором ИП включен терморезистор $R1$ с отрицательным ТКС. С повышением температуры масла за счет уменьшения вязкости уменьшается подъем поплавка с сердечником при неизменном расходе масла, т. е. скорости бурения. Следовательно, прибор должен показывать заниженную скорость бурения, но поскольку сопротивление измерительной цепи за счет уменьшения сопротивления терморезистора падает, то показания прибора автоматически соответствуют фактической скорости бурения.

Прибор имеет две шкалы измерения 0—40 и 0—20 см/мин. Расширение диапазона измерений производится переключателем П2 с помощью резисторов $R9 — R10$, при этом сопротивление измерительной цепи не изменяется.

Сигнал с измерительной схемы подается на схему регистрации, состоящую из усилителя постоянного тока ($T1 — T6$) и самопишущего миллиамперметра mA (Н-343).

При монтаже регистратора на различных станках изменяется сопротивление измерительной цепи (резисторы $R4$, $R5 — R8$).

Техническая характеристика РСГ-ТПУ

Диапазон измерения механической скорости бурения, см/мин:	
верхняя шкала	0—40
нижняя шкала	0—20
Цена деления шкалы, см/мин	1
Погрешность измерения, %	±5
Источник питания	(220 + 44) В, 50 Гц
Габариты, мм:	
датчика	∅ 64,
высота	265
пульта	145 × 200 × 290
Масса, кг:	
датчика	3,3
пульта	5

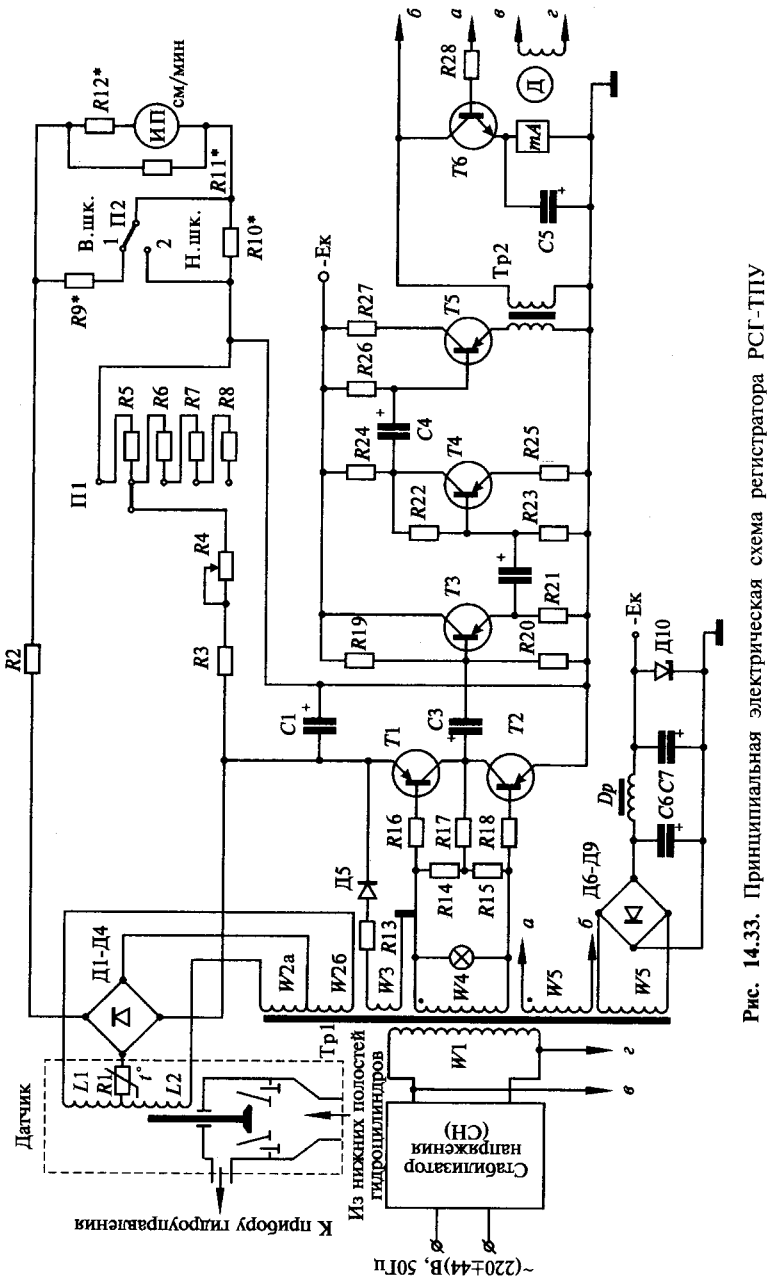


Рис. 14.33. Принципиальная электрическая схема регистратора РСГ-ТПУ

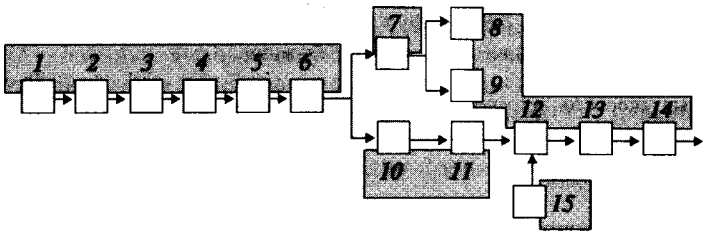


Рис. 14.34. Блок-схема сигнализатора встречи угольных пластов С-ТПУ

Сигнализатор встречи угольных пластов С-ТПУ является измерителем механической скорости бурения, сигнализирующим о достижении определенной скорости (заранее установленной на пульте сигнализатора), при которой ожидается встреча пласта угля.

Основой сигнализатора является датчик и измерительная схема регистратора РСГ-ТПУ. Сигнализатор также предназначен для станков с гидравлической подачей, и обязательным условием его применения является подача инструмента со шпинделя. Являясь измерителем механической скорости бурения, С-ТПУ, так же как и РСГ-ТПУ, позволяет подбирать оптимальные режимы бурения. На рис. 14.34 представлена блок-схема сигнализатора.

Измерительный блок сигнализатора *1* (также как и регистратора РСГ-ТПУ) включает мостовую схему *2* (см. рис. 14.34) с рядом резисторов в диагонали. Через делитель напряжения *3* и переключатель настройки измерительной схемы *4* сигнал датчика подается на усилитель *5*, эмиттерный повторитель *6* и с него через выпрямитель *7* на измерительно-регистрирующие блоки *8*, *9* (mA, μA) и на вход электронного реле *11* через переключатель *10* сигнальных скоростей встречи. Электронное реле запускает электромеханическое реле *13* при достижении скорости бурения значения уставки (сигнальной скорости встречи), которое выключает зеленую лампочку, включает сигнальную красную лампочку и сирену *14* — световой и звуковой сигналы о возможной встрече пласта угля.

Для полуавтоматического отключения реле в момент расходки снаряда (быстрого движения шпинделя вниз) вводится дополнительно реле времени *12* с кнопкой *15*, установленной на пульте управления бурового станка.

На рис. 14.35 показан измерительный пульт сигнализатора С-ТПУ.

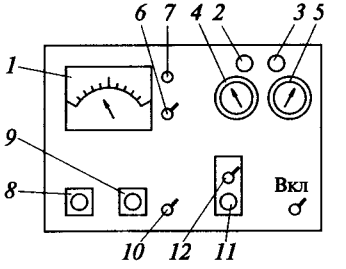


Рис. 14.35. Измерительный пульт сигнализатора С-ТПУ:

1 — измерительный прибор; *2* — зеленая сигнальная лампочка; *3* — красная сигнальная лампочка; *4* — переключатель ступенчатой настройки; *5* — переключатель сигнальных скоростей встречи; *6* — переключатель шкал; *7* — ось подстроечного резистора; *8* — штепсельный разъем датчика; *9* — штепсельный разъем самописца; *10* — выключатель самописца; *11* — штепсельный разъем сирены; *12* — выключатель сирены

Техническая характеристика сигнализатора С-ТПУ

Диапазон измерения механической скорости бурения, см/мин	0—40
Контрольные скорости встречи, см/мин	15, 20, 25, 30, 40
Сигнал	Световой, звуковой
Источник питания	(220 ± 44) В, 50 Гц
Потребляемая мощность, Вт	Не более 50

В комплект сигнализатора С-ТПУ входят датчик механической скорости бурения, контрольно-сигнальный пульт, самописец Н-343, сирена.

Сигнализатор встречи угольных пластов С2-ТПУ. При встрече угольных пластов отмечается не только увеличение скорости бурения и снижение осевой нагрузки, но и в среднем на 17 % уменьшение крутящего момента на валу электродвигателя.

Работа сигнализатора С2-ТПУ основана на суммировании сигналов по двум параметрам: возрастающей механической скорости бурения при встрече пласта угля и уменьшающемся при этом крутящем моменте на процесс бурения; достоверность работы сигнализатора повышается.

Сигнализатор является прибором показывающего типа для регистрации механической скорости бурения и крутящего момента в процессе бурения, предназначен для комплектования станков с гидравлической подачей. Обязательным условием применения сигнализатора является подача инструмента со шпинделя и асинхронный трехфазный электрический привод переменного тока. Принципиальная схема сигнализатора приведена на рис. 14.36. Сигнализатор состоит из четырех основных узлов: *I* — датчика крутящего момента на процесс бурения, *II* — датчика механической скорости бурения, *III* — магнитного усилителя и *IV* — прибора управления подачей сигнала.

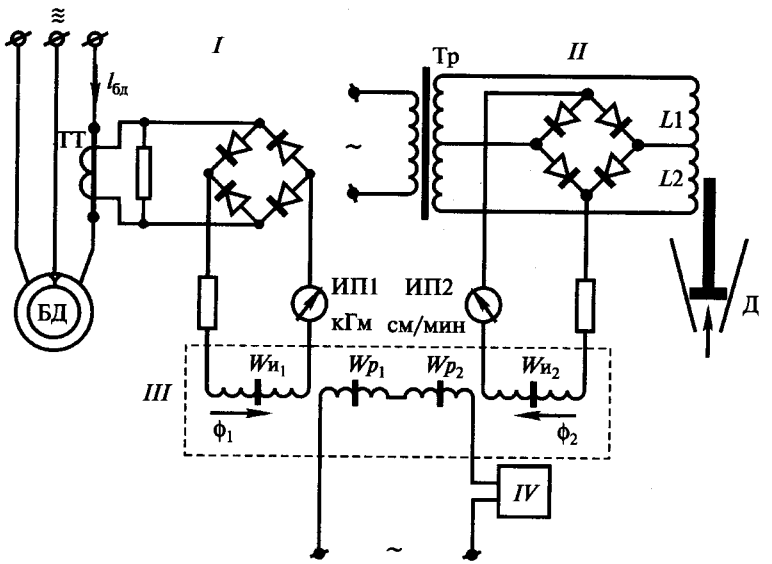


Рис. 14.36. Упрощенная принципиальная схема сигнализатора встречи угольных пластов С2-ТПУ

Датчик механической скорости бурения аналогичен датчику сигнализатора С-ТПУ. Датчик крутящего момента представлен трансформатором тока ТТ. Суммирование сигналов производится с помощью магнитного усилителя МУ.

Определители рейсовой скорости бурения

Рейсовая скорость относится к технико-экономическим показателям процесса бурения скважин: чем она выше, тем совершеннее процесс и выше производительность труда на бурении.

Рейсовая скорость $v_р$ определяется как отношение углубки H ко всему затраченному времени на рейс:

$$v_р = \frac{H}{T_б + T_{спо}}. \qquad (14.33)$$

Для повышения рейсовой скорости необходимо увеличивать углубку и сокращать время на СПО и на бурение. Рейсовая скорость точно может быть определена после окончания рейса, но ее желательно знать в процессе бурения. В геологоразведочной практике признанным является правило: бурение в рейсе заканчивать при достижении максимальной рейсовой скорости. Для определения рейсовой скорости в процессе бурения время на подъем инструмента (или полностью СПО) принимают по предыдущему рейсу, и это нередко вносит погрешность в измерение рейсовой скорости.

Измерители рейсовой скорости должны включать датчик углубки и счетчик времени. Большой технической сложностью является разработка датчика углубки. Точки съема сигнала углубки для измерителей рейсовой скорости будут те же, что и для измерителей механической скорости.

Известным способом определения рейсовой скорости является так называемый координатный определитель, реализуемый в виде трех линеек (*1*, *2*, *3*) со шкалами (рис. 14.37). В начале рейса по данным предыдущего рейса устанавливают движок *а*; в процессе бурения периодически перемещаются движки *б* и *в*. Тангенс угла α характеризует значение рейсовой скорости. Во время $T_б$, соответствующее точке *А*, рейсовая углубка заканчивается (tg α имеет максимальное значение; далее линейка *3* из положения *3а* начинает опускаться).

Рейсовая скорость бурения находится по формуле

$$I = \frac{U}{R_1 + R_2}. \qquad (14.34)$$

На рис. 14.38 представлена электрическая схема, возможная к реализации формулы (3.31).

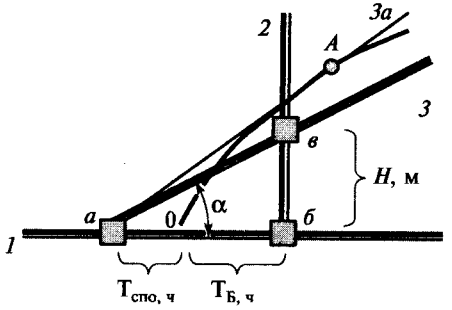


Рис. 14.37. Координатный определитель рейсовой скорости бурения

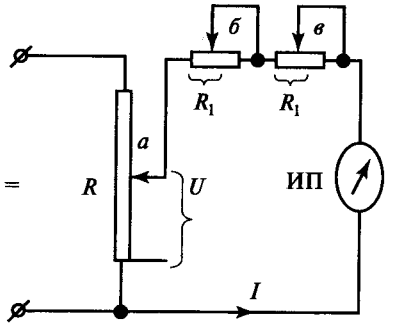


Рис. 14.38. Электрическая схема определителя рейсовой скорости бурения

Перемещение движка *а* связывается с датчиком углубки, движок *б* устанавливается бурильщиком в положение, соответствующее значению $T_{спо}$; движок *в* перемещается счетчиком времени ($T_б$).

Комплексная аппаратура для контроля технологических и технико-экономических показателей процесса бурения

Комплексная аппаратура состоит из ряда измерителей из первого и второго классов аппаратуры. Как правило, это регистраторы проходки или измерители механической скорости бурения. Конструктивно аппаратура представлена рядом датчиков и блоком показывающих приборов, включающим или регистраторы, или многоканальный регистратор в виде отдельного блока.

Первой комплексной аппаратурой был гидравлический прибор ГП (ГП-15, ГП-18), затем более совершенная аппаратура ПКМ и ИРБ. В настоящее время изготовляют аппаратуру КУРС и регистратор РУМБ для оснащения современных буровых установок: КУРС-411 — для установок 5-го класса, КУРС-613 — для установок 7-го класса, КУРС-713 — для установок 8-го класса. В табл. 14.4 приведены краткие технические данные комплексной аппаратуры КУРС.

Таблица 14.4. **Краткие технические характеристики аппаратуры КУРС**

Параметры	КУРС-411	КУРС-613	КУРС -713
Усилие на крюке, кН	0—80	0—200	0—300
Осевая нагрузка, кН	0—30	0—30	0—30
Расход промывочной жидкости, л/мин	0—150, 0—300	0—150, 0—300	0—150, 0—300
Давление промывочной жидкости, мПа	0—5	0—10	0—10
Частота вращения, об/мин:			
шпинделя	—	0—1500	—
ротора	—	0—750	0—1500

Продолжение табл. 14.4

Параметры	КУРС-411	КУРС-613	КУРС -713
Крутящий момент, кН · м:			
на шпинделе	—	0—1500	—
на роторе	—	0—3000	0—2000
Механическая скорость бурения, м/ч	0—3, 0—15	0—3, 0—15	0—5, 0—25
Напряжение питания, В	380 ± 76	380 ± 76	380 ± 76
Частота тока, Гц	50 ± 0,5	50 ± 0,5	50 ± 0,5
Потребляемая мощность, В · А	150	300	300
Температура окружающего воздуха, °С	−10 — +40	−10 — +40	−10 — +40
Масса пульта, кг	50	60	70

Датчики и измерительные системы аппаратуры КУРС повторяют соответствующие датчики, их принцип работы и измерительные системы аппаратуры МКН, РПЛ1, ИСБ, МИД. Преобразователь частоты оборотов представляет собой асинхронный микроэлектродвигатель типа АДП-362, работающий в генераторном режиме. Измерение крутящего момента производится косвенным методом — по произведению значений тока возбуждения и тока в якорной цепи (используется двигатель постоянного тока). Комплектация аппаратуры теми или иными датчиками ясна из технической характеристики.

Аппаратура КУРС-411 позволяет вести визуальный контроль расхода и давления промывочной жидкости, механической скорости бурения, контроль и регистрацию усилия на крюке и осевой нагрузки (аналогично аппаратуре МКН-2); обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при аварийном уменьшении расхода промывочной жидкости.

Аппаратура КУРС-613 и КУРС-713 полностью выполняет функции КУРС-411 и, кроме того, позволяет вести визуальный контроль частоты вращения и крутящего момента предельно допустимых величин. К аппаратуре может быть подсоединен шестиканальный универсальный регистратор режимов бурения РУМБ-1.

Регистратор РУМБ-1 предназначен для оснащения буровых установок 7-го и 8-го классов (УКБ-7, УКБ-8) при использовании аппаратуры соответственно КУРС-613 и КУРС-713, а также буровых установок со станками ЗИФ-1200МР. При применении аппаратуры КУРС используют сигналы датчиков аппаратуры; в другом варианте регистратор поставляется с комплектом соответствующих датчиков. Техническая характеристика РУМБ-1 приведена в табл. 14.5.

Таблица 14.5. **Техническая характеристика РУМБ-1**

Параметры	Для установок УКБ-7, УКБ-8	Для установок ЗИФ-1200МР
Верхние пределы регистрируемых параметров:		
усилия на крюке, кН	—	300
осевая нагрузка, кН	30	30
расход жидкости, л/мин	150 и 300	150 и 300

Продолжение табл. 14.5

Параметры	Для установок УКБ-7, УКБ-8	Для установок ЗИФ-1200МР
давление жидкости, мПа	10	10
частота вращения, об/мин	750 и 1500 751 или 625 и 1200	750 и 1500 или 750 и 1500
крутящий момент, кН · м	1500, 3000 или 2000	1500
скорость бурения, м/ч	3 и 15 или 5 и 25	3 и 15
Основная погрешность, %	±2,5	±2,5
Источник питания	380 ± 76 В, 50 ± 1 Гц	380 ± 76 В, 50 ± 1 Гц
Потребляемая мощность, В · А	500	500
Температура окружающего воздуха, °С	−10 — +40	−10 — +40
Масса, кг	70	70

Измерительная схема каждого канала построена с использованием автокомпенсатора переменного тока.

Методика обработки диаграмм записи параметров технологического процесса

Полнота и достоверность выводов при анализе диаграмм зависят от числа регистрируемых параметров процесса. При бурении скважин применяют одно- и многоканальную регистрирующую аппаратуру.

Распространенным носителем информации является бумажный диаграммный диск и бумажная диаграммная лента; в качестве привода (счетчика времени) используют часовой механизм или микроэлектродвигатель.

В многоканальной регистрирующей аппаратуре чаще всего используют бумажные диаграммные ленты с непрерывной (в аналоговой форме) чернильной записью параметра на отдельных дорожках. Скорость протяжки ленты устанавливается в зависимости от скорости протекания процесса.

Обязательной предпосылкой объективной оценки обрабатываемой информации (диаграмм) является знание техники и технологии, принципа работы аппаратуры и правил ее эксплуатации.

При обработке диаграмм рекомендуется придерживаться следующего порядка.

1. Определение (уяснение, уточнение) основной цели работы, в зависимости от которой строят план работы, определяют содержание и ее объем. Цель работы определяется конкретной производственной необходимостью, например, оптимизация режимов бурения, выявление причин аварий, снижение затрат энергии и т. д.

2. Отбор диаграмм. Отбору диаграмм предшествует ряд уточнений (ограничений): в зависимости от поставленных цели и задач уточняют участок (месторождение) скважины, глубины скважин (толщи), буровые установки (их однотипность), профессионализм буровых бригад, организацию их труда и условия работы, качество работы регистрирующей аппаратуры и т. д. Характер уточнений зависит от конкретной производственной ситуации.

3. Внесение в отобранные диаграммы необходимой дополнительной информации принимается из предыдущих рейсовых диаграмм, из буровой и геологической документации, путем опроса бурильщиков, возможно, путем проведения дополнительных хронометражных наблюдений.

4. Предварительный просмотр диаграмм и их сортировка по определенным признакам (в зависимости от поставленной цели), например по глубинам скважин, типу примененного ПРИ, виду аварий и т. д.

5. Разработка, определение содержания и структуры таблиц.

6. Обработка диаграмм и заполнение таблиц производится по известным методикам (или их приходится разрабатывать).

7. Составление сводных тематических таблиц на базе данных таблиц по п. 6. Структура сводных таблиц проста и включает графы для внесения тех параметров, которые необходимы, например для построения графиков (или другой результативной формы дальнейшей обработки).

8. Построение графиков — графическая форма представления информации — является наиболее наглядной и удобной для интерпретации и выводов. Примеры графиков: график затрат мощности при бурении в функции частоты оборотов бурового инструмента при постоянстве других параметров; семейство графиков механической скорости бурения различных пород в зависимости от осевой нагрузки при постоянстве других параметров и др.

9. Математическая обработка («ручная», машинная) полученной информации, возможно, с получением экспериментальных зависимостей.

10. Выводы, рекомендации, составление методики, разработка инструкции, написание научной статьи и т. п. являются конечным этапом работы.

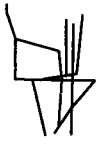
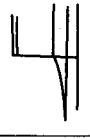
В табл. 14.6 приведен условный пример фрагментов записи режимных параметров с краткой их расшифровкой. При этом подача произведена со шпинделя, станок с гидравлической подачей, датчики аппаратуры ИРБ.

14.9. Аппаратура для проведения исследований в скважинах

Для решения многих гидрогеологических и инженерно-геологических задач необходимы детальные сведения о фильтрационных свойствах горных пород, проницаемых и водоносных пластах. Большими возможностями для получения данных сведений обладает метод расходометрии, основой которого является измерение потока воды, циркулирующей по стволу скважины. Для решения ряда других гидрогеологических задач необходимо проводить наблюдения за уровнем жидкости в скважинах.

Для решения вопроса снабжения подземными водами необходимы сведения по уровню (статическому и динамическому) воды и дебиту скважин при откачках.

Таблица 14.6. **Пример записи параметров режима бурения с расшифровкой**

$G_{ос}$	$v_{мех}$	$M_{кр}$	Q	n	Краткая расшифровка фрагмента
					«Увеличение» $v_{мех}$ вызвано повышением $+P_{доп}$ и изгибом буровой колонны
					Встречены породы с более высокой буримостью
					Встречен, например, пропласток угля
					Затупление коронки
					Трещиноватые породы Подклинка керна Проскальзывание дисков фрикциона
					Уменьшение Q, зашламование забоя (возможен прижог коронки)
					Момент аварии с бурильными трубами (скручивание)
					Остановка в подаче инструмента, («шпиндель вверх»), промывка с вращением

Скважинные уровнемеры в геологоразведочной практике предназначены для измерения уровня жидкости (главным образом воды) в скважинах при бурении, гидрогеологических исследованиях, откачках и для наблюдения за изменением уровня в скважинах в течение длительного времени, измерения уровня в емкостях (в частности, в зумпфе).

По принципу действия уровнемеры бывают:

✓ механические (поплавковые);

✓ гидростатические (действие столба жидкости на заглубленный манометрический преобразователь);

✓ пьезоэлектрические (работающие по принципу измерения давления воздуха, вдуваемого под слой жидкости);

✓ акустические (время прохождения ультразвуковых волн до зеркала воды или в слое воды);

✓ электрические (емкостные, электрического сопротивления);

✓ гидродинамические, радиоактивные, фотоэлектрические, объемные, тепловые, весовые и др.

В зависимости от характера показаний уровнемеры подразделяют на фиксирующие значения уровня непрерывно, дискретно с изменением уровня на заданную глубину и фиксирующие максимальное и минимальное значения уровня.

В зависимости от целей наблюдения за уровнем уровнемеры делят на уровнемеры разовых и периодических замеров (измеряющие уровень через заданное время) непрерывного наблюдения.

По виду предоставляемой информации бывают уровнемеры индикации (звуковые, световые, электрические сигналы), с измерительными приборами и с графической записью — самописцы; более сложные комплексы включают измерительные показывающие приборы и регистраторы.

В зависимости от расстояния передачи информации уровнемеры подразделяют на уровнемеры местного и дистанционного измерения, в зависимости от вида чувствительного элемента — на поплавковые, с электрическим чувствительным элементом, упругим чувствительным элементом.

В зависимости от способа измерения бывают уровнемеры: непосредственно измеряющие уровень, т. е. следящие за изменением положения зеркала жидкости (контактные и бесконтактные), и уровнемеры, косвенно измеряющие уровень.

Из уровнемеров косвенного слежения за уровнем воды наиболее простыми по конструкции являются уровнемеры, включающие манометрического типа преобразователь давления столба жидкости, установленный на фиксированной глубине и при необходимости (например, при больших понижениях при откачках) приспускаемый также на фиксированную глубину.

В связи с тем что удельный вес и температура жидкости в скважине стабильны, изменение давления столба жидкости над датчиком без особой погрешности отражает колебания уровня. Для более точных измерений предусмотрены параллельные наблюдения за барометрическим давлением.

В практике сооружения геологоразведочных скважин и проведении гидрогеологических исследований наиболее распространены контактные уровнемеры, непосредственно измеряющие уровень. В качестве чувствительного элемента используют «хлопушки», поплавки, электродные группы. Соприкосновение чувствительного элемента с зеркалом воды может быть периодическим или постоянным, что определяется технологией работ. В качестве линии связи используют ленты, шнуры, тросики, электрические провода, которые часто одновременно выполняют роль и мерительного инструмента.

Колебания уровня воды преобразуются в перемещение гибкого звена, что используется для работы переписца, отсчетного цифрового устройства, перфоратора ленты и др. механизмов регистрации уровня.

Точность измерения уровня воды контактными уровнемерами при использовании механической линии связи с поверхностными вторичными преобразователями зависит от многих факторов: кривизны и шероховатости стенок скважины и обсадных труб, трения в подшипниках направляющего ролика, трения проволоки (тросика) о стенки скважины.

На рис. 14.39, *а* представлена общая схема многих электрических скважинных уровнемеров, используемых при разовых замерах в случае нахождения зеркала жидкости в закрепленной части скважины.

Уровнемер включает рулетку с изолированным измерительным проводом *4*, на конце которого закреплен электрод (контактная группа) *3*. В рулетку вмонтированы электронное реле *1* с источником питания и микроамперметр *2* на 50—100 μА в качестве индикатора.

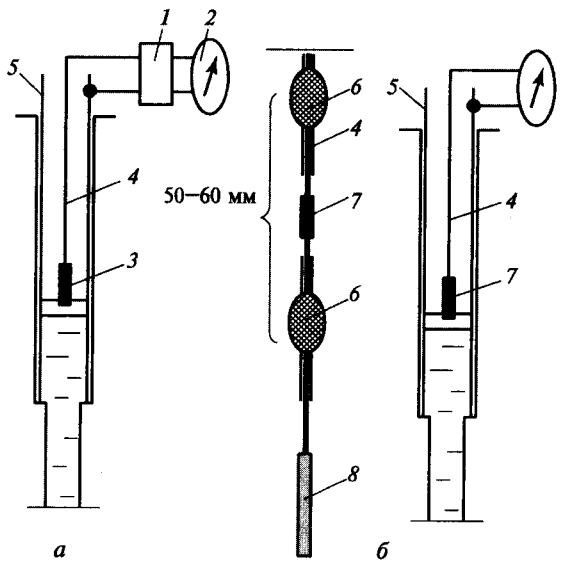


Рис. 14.39. Схема уровнемера:
а — с электронным реле; *б* — с гальванической парой

Одним из проводников является обсадная труба *5*. При контакте электрода с водой замыкается электрическая цепь, что вызывает срабатывание электронного реле и подачу сигнала на микроамперметр; отсчет берется по измерительному проводу.

На рис. 14.39, *б* представлена электрическая схема уровнемера с гальванической парой, во многом повторяющая первую схему. Уровнемер предназначен для измерения уровня воды в закрепленных скважинах, включает рулетку с измерительным изолированным проводом *4* в изоляторе *6* с грузиком *8* и микроамперметр *2* на 50—100 μА. Оголенный конец провода обернут цинковой пластинкой *7*. При соприкосновении электрода с водой образуется гальваническая пара Zn — Fe; момент соприкосновения четко фиксируется по микроамперметру. Отсчет берут при подъеме — при размыкании электрической цепи. Диапазон измерений — до 100 м; предел допускаемой основной погрешности ±0,5 см.

Уровнемер УНВ-ТПУ предназначен для наблюдения за понижением столба жидкости при проведении гидрогеологических исследований экспресс-методом путем налива воды в скважину (рис. 14.40). Он включает скважинный датчик и наземный пульт-индикатор. Датчик с пультом соединены двухжильным кабелем *4*. Датчик представляет собой колонну, собранную из пятиметровых трубок *3* диаметром 20 мм из неферромагнитного материала (латунные, медные, титановые, из нержавеющей неферромагнитной стали), на наружной поверхности которых через 25 см в стаканчиках из неферромагнитного материала закреплены герметизированные контакты (герконы-ГК) с резисторами, а внутри помещен поплавок *1* с пластинкой постоянного магнита *2*. Одним из проводников является сама трубка датчика, и при свинчивании трубок производят соединение этих проводников. Отрезки второго проводника при сборке датчика соединяют с помощью штекерных разъемов и далее — с одной из жил кабеля. Вторую жилу кабеля и соединяют с корпусом датчика. Принцип работы уровнемера заключается в следующем. При прохождении пластинки магнита около геркона под воздействием магнитного поля контакт замыкается и электроизмерительный прибор ИП дает отсчет в соответствии с величиной сопротивления резистора *R*1.

С помощью уровнемера можно замерять понижения до 5, 10, 15 м и более, приспуская датчик на 5 м после каждого понижения уровня на длину колонны трубок (5 м).

Спуск датчика производят на тросике или кабеле до налива воды в скважину. В момент срабатывания нижнего геркона ГК20 (питание включено) фиксируют статический уровень, на кабеле у устья скважины делают метку, датчик приподнимают и через каждые 5 м делают метку. Высота приподъема определяется высотой столба воды (повышением уровня при наливе), например при высоте столба 10 м делают один приподъем на 5 м.

При включенном питании уровнемера производят налив воды в скважину. При повышении уровня свыше 5 м (если датчик при-

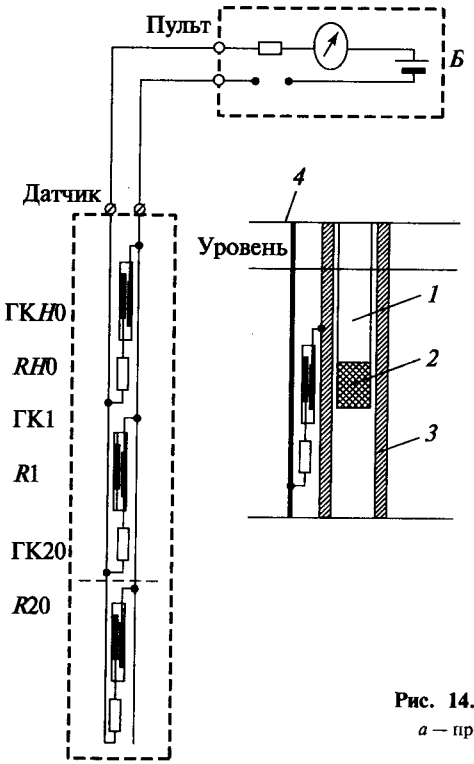


Рис. 14.40. Схема уровнемера УНВ-ТПУ:
а — принципиальная электрическая схема;
б — схема датчика

поднят на 5 м) через каждые 25 см срабатывают герконы (ГК20-ГК1, *R*20 — *R*1), что фиксируется отклонением стрелки прибора до отсчетов 20; 19; ... 1. При достижении столба воды в 10 м срабатывает геркон ГКНО нулевого отсчета, стрелка прибора отклоняется на полную шкалу. При продолжении налива поплавок поднимается выше нулевого геркона, что фиксируется возвращением стрелки прибора в начало шкалы.

Налив воды прекращается, уровень падает, и в момент срабатывания нулевого геркона включается секундомер. Через 25 см понижения уровня срабатывает первый геркон, отмечается время падения уровня на 25 см и т. д., пока не сработает двадцатый геркон, что соответствует падению уровня на 5 м. Затем датчик приспускают на 5 м (до метки на кабеле), и уже следующее срабатывание геркона ГК1 будет соответствовать понижению 5,25 м, геркона ГК2 — 5,5 м и т. д.

Эффективность применения уровнемера УНВ-ТПУ особенно велика при низких статических уровнях.

Схема компоновки скважинных уровнемеров для длительных наблюдений за колебаниями уровня путем непосредственного измерения показана на рис. 14.41.

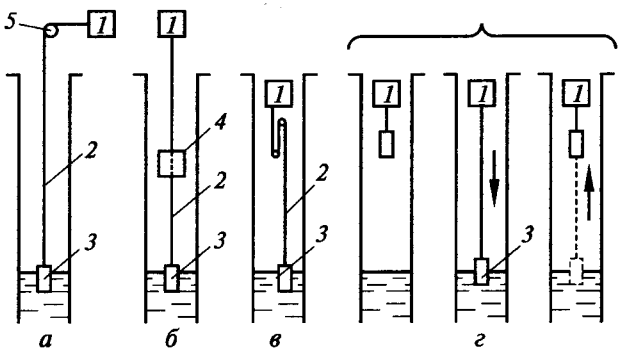


Рис. 14.41. Схемы компоновок скважинных контактных уровнемеров

Наиболее простой и распространенной является компоновка по схеме *а* (см. рис. 14.41) с использованием поплавка *3* с постоянным контактом с зеркалом воды и гибкой связи *2* с поверхностным отсчетным *1* (измерительным, регистрирующим) устройством: контактный уровнемер со следящей системой КУРС-2, комплекс КПВ-4 ВСЕГИНГЕО.

В схемах *б*, *в* и *г* (см. рис. 14.41) использованы электродные группы *3* с одним, двумя или тремя электродами, расположенными по вертикали, и скваженным регистрирующим узлом *4*. При этом электродная группа у одних уровнемеров расположена постоянно у зеркала воды и отслеживает колебания уровня в заданное время, у других — приподнята (вплоть до устья скважины) и в заданное время спускается для взятия замера через блочек *5* (уровнемер скважинный регистрирующий УСР ВСЕГИНГЕО).

Скважинный прибор с механизмом перемещения может быть стационарно закрепленным у устья скважины (регистратор уровня цифропечатающий РУЦ-2 ВСЕГИНГЕО и регистратор уровня воды в скважине РУВС-1 НПО «Узбекгидрогеология») или для перемещения электродной группы сам перемещается по натянутому в скважине тросику (ГГП-20 СКБ НПО «Геотехника»). Техническая характеристика приведенных уровнемеров представлена в табл. 14.7.

Скважинные расходомеры по принципу действия (некоторые из них применяются как дебитомеры) подразделяются:

✓ на расходомеры, основанные на принципе постоянного перепада давления;

✓ скоростные тепловые расходомеры;

✓ тахометрические, у которых чувствительным элементом является крыльчатка (турбинка, вертушка).

Наибольшее распространение получили тахометрические расходомеры (табл. 14.8). Расходомер состоит из скважинного датчика и наземного измерительного блока. В общем случае скважинный датчик включает полый корпус с окнами для прохода жидкости. Рабочим элементом датчика является расположенная на оси аксиальная тур-

Таблица 14.7. **Технические характеристики уровнемеров**

Параметры	КУРС-2	ГГП-20	РУЦ-2	РУВС-1	УСР
Максимальная глубина начального уровня, м	100	100	60	100	0—50
Амплитуда колебаний уровня, м	±20	±10	±10	±10	0—3
Погрешность измерения, см	1	±0,2	±1	±1	±3
Диаметр электродной группы, мм	12				
Диаметр поплавка, мм			70		
Источник питания, В	220				
Число замеров без замены источника питания	120			360	2500
Периодичность замеров, ч	12		1; 12	12	12
Размеры прибора (диаметр, длина), мм	74; 2300		73; 1300	73; 1150	
Масса прибора, кг	10,2		6		28,4

Таблица 14.8. **Технические характеристики скважинных расходомеров**

Параметры	ДАУ-3	ТСР-34/70Э	ТСР-70Ф	РСМ-40
Порог чувствительности, л/с		0,005	0,005	0,02—0,05
Пределы измерения, л/с:				
в воде	0,015—15			
глинистом растворе	0,05—15			
Погрешность измерения, %	±6	±5	5	5
Размеры датчика (диаметр, длина), мм	73; 1100	34; 1000 70;1000	70; 2000	40; 1100
Промывочная жидкость	Вода, глинистый раствор		Вода	Вода, глинистый раствор
Источник питания, В	18	36; 220		
Масса комплекта, кг	6	5	10	6,8

бинка; ось закреплена в подпятниках. Под действием потока жидкости турбинка вращается со скоростью, пропорциональной расходу потока.

Скважинные датчики расходомеров включают изолированные токоподводящие провода с контактами (электроды, геркон, обмотка индуктивного датчика, источник света и фотоэлемент), монтируемыми в корпусе датчика, и бесконтактный прерыватель тока, монтируемый на оси турбинки. Прерыватель тока работает по одному из вариантов: герметизированный контакт (геркон) — пластинка постоянного магнита; индуктивный датчик — пластинка из ферромагнитного материала; токоподводящие электроды, диаметрально расположенные относительно оси турбинки,— изолированный, проходящий через ось контакт (штырек); источник света и фотоэлемент — затемненные полосы на прозрачных лопастях турбинки, перекрывающие луч света при ее вращении.

При каждом обороте турбинки в схему на наземный пульт по кабелю подается импульс напряжения, который фиксируется электрическим счетчиком МЭС-54. По секундомеру с использованием показаний счетчика (числа импульсов) определяют частоту импульсов и с помощью тарировочных графиков — расход жидкости. При автономной работе датчика число оборотов турбинки фиксируется, например, в виде черточек на фотобумаге, равномерное движение которой обеспечивается часовым механизмом.

Скважинные датчики устанавливаются с центрирующими фонарями или без них. При больших диаметрах скважины датчики оборудованы пакерами; в этом случае расход потока по стволу скважины определют с учетом коэффициента, определяемого экспериментально.

Расширение диапазона измерения производится за счет сменных турбинок с различным шагом, за счет перекрытия канала и пропуска той или иной части жидкости через датчик. Спускают датчик в скважину на проволоке или кабеле.

С помощью скважинного расходомера может быть определено и направление потока по стволу; в этом случае сравнивают частоту импульсов при спуске и подъеме датчика с одинаковой скоростью: частота импульсов будет больше при встречном потоке. Некоторые расходомеры позволяют определять направление осевого потока по стволу скважины непосредственно при измерении расхода.

Аппаратура для замера дебита при откачках воды из скважин

Расходомеры (дебитомеры) переменного уровня основаны на измерении высоты уровня жидкости в сосуде, в который непрерывно поступает безнапорная жидкость и вытекает через отверстие (щель) в дне или боковой стенке — щелевые расходомеры (см. рис. 14.22, *д*).

Данные расходомеры могут быть применены в качестве дебитомеров при откачках воды из водозаборных скважин любым способом. Достоинства дебитомера — простота и несложность наладки, возможность измерения расходов жидкостей с переменной плотностью, использования серийно выпускаемых измерителей уровня, служащих мерой расхода, и вторичных приборов.

При определенной конфигурации щели (см. рис. 14.22, *д*) можно добиться линейной зависимости уровня жидкости от расхода:

$$x = c/\sqrt{y}, \qquad (14.35)$$

где c — постоянный коэффициент, определяемый конкретной конфигурацией расходомера.

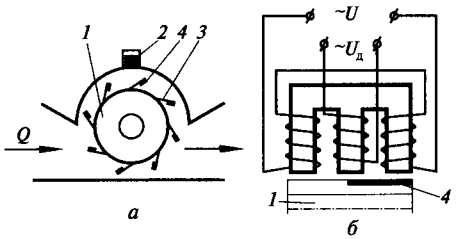


Рис. 14.42. Датчик дебитомера ТД-ТПУ:
а — схема датчика;
б — индуктивный преобразователь

Недостатки дебитомера — большая инерционность, низкая точность, обмерзание щели, емкости и уровнемера в зимнее время.

Тахометрический дебитомер ТД-ТПУ предназначен для измерения и регистрации дебита скважин при откачках насосами с выдачей непрерывного потока жидкости. Дебитомер включает датчик с индуктивным преобразователем (рис. 14.42), измерительный пульт и самописец.

Датчик работает по принципу тахометрического расходомера с тангенциальной турбинкой со снятием противодавления на лопатки с помощью обводного канала. Жидкость, проходя через датчик, вращает ротор *1* с лопатками *3* с частотой, пропорциональной расходу потока *Q*. На лопатках из неферромагнитного материала закреплены пластинки *4* из ферромагнитного материала. Индуктивный преобразователь *2* собран по дифференциально-трансформаторной схеме. Импульсные сигналы датчика подаются на формирующее устройство. Сформированные прямоугольные импульсы одинаковой амплитуды и различной длительности, определяемой скоростью вращения ротора (т. е. и дебитом), подаются на вход частотомера, формирующего импульсы одинаковой амплитуды и длительности. При этом средний ток, протекающий через измерительный прибор, пропорционален частоте входных импульсов, т. е. дебиту.

Датчик дебитомера врезается в выкидную линию на поверхности в горизонтальном положении.

Техническая характеристика дебитомера ТД-ТПУ

Тип	Тахометрический, показывающе-регистрирующий
Пределы измерения, $м^3/ч$	0—25, 0—50
Погрешность измерений, %	± 5
Источник питания	(220 ± 44)В, (50 ± 1) Гц
Масса аппаратуры, кг	14

Комплексная аппаратура КПВ-4, разработанная во ВСЕГИНГЕО, предназначена для автоматического измерения уровня воды в наблюдательных скважинах и расхода воды на изливе при проведении откачек.

Для измерения уровня воды в скважинах используют поплавково-резисторный преобразователь. Расход на изливе измеряется с помощью расходомера переменного уровня; уровень воды в расходомерной емкости определяется также с использованием поплавково-резисторного преобразователя. Запись параметров производится с помощью уравновешенного самопишущего моста КСМ-4.

Техническая характеристика КПВ-4

Диапазон измерения уровня, м	0—10
Диапазон измерения расхода, $м^3/ч$	5—100
Количество наблюдательных скважин, шт.	12
Предел основной погрешности измерения уровня, см	2
Предел основной погрешности измерения расхода воды, $м^3/ч$	2,5
Частота опроса скважин, с	48—144
Дистанционность измерений, м	3000
Источник питания	220 В, 50 Гц

Комплексная аппаратура СДУ-ТПУ (скважинный дебитомер-уровнемер) предназначена для измерения и регистрации дебита и уровня воды в одиночных гидрогеологических скважинах и скважинах на воду при откачках погружными насосами с электроприводом или эрлифтной установкой, измерения и регистрации уровня воды в центральной (возмущающей) скважине и уровней в наблюдательных скважинах (до девяти) при проведении гидрогеологических исследований.

Аппаратура СДУ-ТПУ включает скважинные датчики дебита и уровня, наземный измерительный блок и одноканальный самописец. Скважинные датчики с поверхностным измерительным блоком соединяются каротажным кабелем.

Опрос датчиков производится автоматически через заданное время с записью в аналоговой форме на ленту одноканального самописца. На пульте размещены три показывающих прибора, фиксирующие дебит и уровень в возмущающей скважине и уровень — в опрашиваемой в данный момент наблюдательной скважине.

В аппаратуре принят датчик дебита тахометрического типа (рис. 14.43) с магнитным прерывателем тока и манометрический датчик уровня. Датчик дебита монтируют в водоподъемных трубах, датчик уровня устанавливают под зеркало воды на фиксированной глубине.

Основой датчика дебита является ось *2* (см. рис. 14.43, *а*) с крыльчаткой в трубе *1*, которая вращается под воздействием потока жидкости *Q*. На оси смонтирована пластинка постоянного магнита *3*. При каждом обороте крыльчатки под воздействием поля магнита замыкаются контакты герметизированного контакта (геркона) *4* и в измерительную схему поступает импульс напряжения. Частота следования импульсов пропорциональна расходу *Q*.

Чувствительным элементом датчика уровня является сильфон с преобразователем перемещения в электрический сигнал (см. рис. 14.43, *б*). Путем измерения гидростатического давления столба жидкости производят слежение за уровнем. С помощью сильфонного преобразователя *5* разность давлений преобразуется в ход ферромагнитного сердечника *6* и далее с помощью индуктивного преобразователя *7* — в электрический сигнал (индуктивность *L* является плечом мостовой измерительной схемы).

На рис. 14.44 показаны две схемы скважинных компоновок датчиков. При откачке насосами *5* типа ЭЦВ (выдача плавного потока) датчик дебита *1* монтируют в водоподъемных трубах *3* у устья скважины (см. рис. 14.44, *а*). При эрлифтной откачке (выдача пульсирующего потока) датчик дебита устанавливают на входе водоподъемных труб ниже смесителя *6* на 5—10 м (см. рис. 14.44, *б*).

Датчик уровня *2* при любом виде откачки может быть спущен прикрепленным к водоподъемным трубам отдельно в зазор между водоподъемными и воздушными *4* трубами или в контейнере *7*; при любом варианте монтажа датчик уровня должен находиться ниже максимально возможного понижения на 0,5—1,0 м. Датчики уровня в наблюдатель-

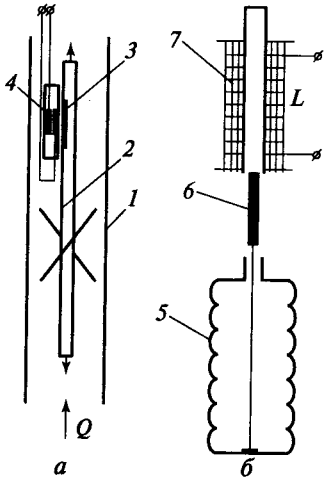


Рис. 14.43. Схемы датчиков дебита (*а*) и уровня (*б*)

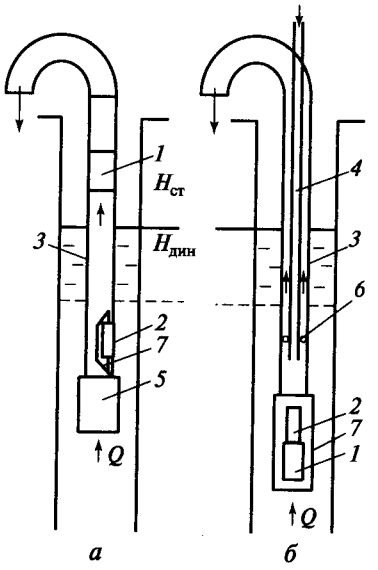


Рис. 14.44. Схемы скважинных компоновок датчиков:

а — при откачке центробежным насосом;
б — при откачке эрлифтной установкой

ных скважинах опускают на тросике также на фиксированную глубину ниже максимально возможного понижения на 0,5—1 м.

Дополнительная оснастка (подвеска, пакеры) позволяют использовать комплекс при эрлифтной откачке без применения водоподъемных труб в закрепленных скважинах трубами диаметром 89, 108, 127, 146 мм.

Опрос параметров (дебит, уровень в центральной скважине, уровни в наблюдательных скважинах) осуществляют последовательно автоматически через заданное время; запись одного параметра производят в течение 8 с. Опрос уровней в наблюдательных скважинах может быть сделан оператором в любое время.

Техническая характеристика СДУ-ТПУ

Характер откачки воды	Пульсирующий (эрлифтной установкой) и плавные потоки (насосами типа ЭЦВ)
Тип датчика дебита	Тахометрический
Тип датчика уровня	Манометрический
Характер измерения параметров	Непрерывный
Характер записи параметров	В аналоговой форме
Цикл опроса и порядок записи	Дебит, уровень в возмущающей скважине, уровни в наблюдательных скважинах

Время записи одного параметра, с	4, 8, 16, 32
Время между циклами опроса параметров, мин	5, 15, 30, 60
Диапазон измерения дебита, л/с	0—20
Диапазон измерения уровня, м	0—10
Погрешность измерения параметров, %	±5
Канал связи	Проводной
Размеры датчика дебита (диаметр, длина), мм	89; 965
Размеры датчика уровня (диаметр, длина), мм	27; 730
Источник питания	(220 ± 44) В, 50 Гц
Напряжение питания датчиков, В:	
дебита	6
уровня	36

Неразрушающий контроль бурового оборудования и инструмента

Успешное выполнение буровых работ неразрывно связано с эффективностью и надежностью геологоразведочной техники и инструмента, в том числе и бурильных колонн. Надежность бурильных колонн с ростом глубин скважин и форсирования режимов бурения резко снижается. Стремление к безаварийной работе приводит к недоиспользованию возможностей бурового оборудования и породоразру-шающего инструмента. В связи с этим большое значение приобретает применение методов неразрушающего контроля бурильных колонн непосредственно при бурении скважин.

Основными методами неразрушающего контроля в общепромышленной практике являются ультразвуковой, магнито-порошковый, капиллярный, вихретоковый, радиационный, акустико-эмиссионный, магнитоферрометрический, визуальный.

Для контроля за состоянием бурового оборудования и инструмента используют три наиболее распространенных метода неразрушающего контроля: ультразвуковой, магнито-порошковый и капиллярный.

При бурении скважин в эксплуатационных условиях применяют следующие виды контроля (эксплуатационный контроль в отличие от входного, или контроля нового оборудования и инструмента):

- ✓ обнаружение усталостных трещин в высаженных концах стальных бурильных труб и грузоподъемного оборудования;
- ✓ контроль толщины стенок бурильных и колонковых труб;
- ✓ обнаружение износа труб;
- ✓ контроль износа по наружному диаметру замков и муфт;
- ✓ контроль толщины стенки у опорного торца внутренней резьбы УБТ.

Аппаратура для контроля технического состояния буровых труб и породоразрушающего инструмента

В геологоразведочной практике в настоящее время для контроля за состоянием бурильных труб применяют ультразвуковой дефектоскоп ДБТ, толщиномер Т1, «Кварц-15», детектор износа ДИТ.

Дефектоскоп бурильных труб (ФБТ) предназначен для обнаружения усталостных трещин на высаженных концах бурильных труб геологоразведочного сортамента без разборки резьбовых соединений в полевых условиях во время СПО и на стеллажах. Дефектоскоп обнаруживает трещины глубиной 0,5 мм и более, развивающиеся как с внешней, так и с внутренней поверхности трубы. Дефектоскоп можно использовать для контроля бурового оборудования и инструмента, механизмов.

В основу работы ДБТ положен импульсный эхо-метод ультразвуковой дефектоскопии. Пьезодатчик генерирует короткий ультразвуковой сигнал (импульс), который через слой контактной жидкости (воды) вводится в изделие. Импульс отражается от торцевой части труб и дефектов, расположенных в ее высаженной части. Отраженные импульсы принимаются тем же пьезодатчиком, который после излучения пьезоимпульса работает в режиме приема. Сигнал от противоположной поверхности (дна) изделия приходит позднее, чем сигнал от дефектов, что дает возможность обнаружить последние. Конструктивное выполнение пьезодатчиков дефектоскопа ДБТ обеспечивает распространение импульсов под острым углом к наружной поверхности контролируемого объекта, что позволяет производить дефектоскопию высаженных концов бурильных труб без разборки резьбовых соединений. Схема распространения ультразвуковых импульсов показана на рис. 14.45, *а* схема соединения узлов ДБТ — на рис. 14.45, *б*.

Дефектоскоп ДБТ состоит из ультразвукового дефектоскопа ДУК66П (показывающего прибора) *1*, блока датчика *2*, генераторно-усилительной приставки (ПГУ) *3*, водяного насоса *4* и блока питания 5.

В блоке датчика (рис. 14.46, *а*) имеется призма *1*, с помощью которой его строго определенным образом устанавливает оператор на контролируемой трубе. В призме с гарантированным зазором от поверхности трубы закреплен пьезодатчик *2* (типа ИЦ-3Б). Пьезодатчик окружен резиновым уплотнением, образующим вместе с поверхностью трубы замкнутую камеру, в которую от насоса подают воду, обеспе-

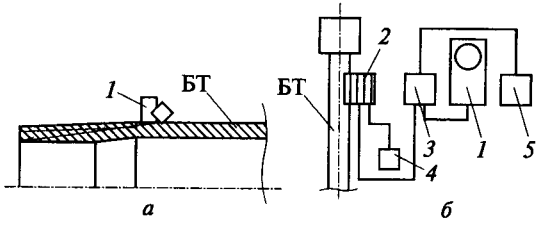


Рис. 14.45. Схема распространения ультразвуковых импульсов (*а*); схема соединений узлов ДБТ (*б*)

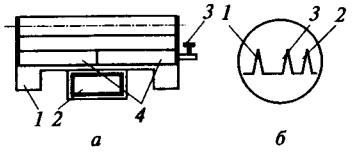


Рис. 14.46. Блок датчика ДБТ (*а*), расположение импульсов на экране дефектоскопа (*б*)

чивая акустический контакт пьезодатчика с материалом контролируемой трубы. Расход воды регулируют краном *3*, установленным на датчике. В блоке датчика смонтированы две сигнальные лампы *4*, одна из которых (зеленая) позволяет контролировать качество акустического контакта и правильность установки относительно торца трубы, другая (красная) — загорается при появлении дефекта. К блоку датчика подведены электрический кабель, радиокабель от генераторно-усилительной приставки и шланг от насоса.

При правильной установке блок датчика на контролируемой трубе на экране дефектоскопа ДУК66П появляются два импульса (см. рис. 14.46, *б*) — зондирующий *1* и донный *2*, а при наличии трещины между этими импульсами появляется третий — от дефекта *3*.

При появлении донного импульса блок ПГУ вырабатывает сигнал, управляющий цепью включения зеленой лампы блока датчика. С появлением импульсов от дефекта блок ПГУ автоматически включает красную лампу. Таким образом обеспечивается возможность контроля бурильных труб без непрерывного наблюдения по экрану дефектоскопа ДУК66П. Это позволяет затрачивать на дефектоскопию одного высаженного конца трубы не более 1,5 мин.

Техническая характеристика дефектоскопа ДБТ

Минимальная глубина обнаружения трещин, мм	Не менее 0,5
Источник питания:	
насоса	(220 ± 44) В, 50 Гц
показывающего прибора	36 В, 50 Гц
Рабочая частота, мГц	5
Расход воды для контроля колонны труб 1000 м, л	300
Время самопрогрева, мин	Не более 5
Рабочая температура окружающего воздуха, °С	от −10 до +40
Масса прибора, кг	35

В комплект ДБТ входят датчик, вторичный прибор ДУК66П (или ДУК-66ПМ, или УД-11ПУ), приставка генераторно-усилительная ПГУ, насос НЭБ-1/20, имитатор трещин (образец трубы с искусственным дефектом в высаженной части), вентиль, блок питания, комплект ЗИП.

Аппаратура Т-1, предназначенная для измерения толщины стенок стальных бурильных труб геологоразведочного сортамента в полевых условиях без нарушения их целостности, позволяет отбраковывать бурильные трубы, непригодные для дальнейшей эксплуатации, кроме того, по сравнению с шаблоном исключает преждевременную отбраковку труб, которые еще можно использовать. При помощи толщи-

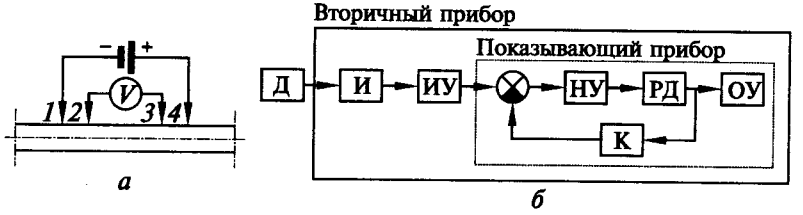


Рис. 14.47. Толщиномер Т-1:
а — схема измерения; *б* — блок-схема толщиномера

номера Т-1 можно определять износ труб не только по наружному, но и внутреннему диаметру.

В основу аппаратуры положен электрический метод измерения толщины. Метод заключается в измерении электрического сопротивления участка трубы с помощью четырех электродов (рис. 14.47), вмонтированных в портативный датчик.

К наружной поверхности трубы прикладывают две пары электродов. Через одну пару (токовую *1—4*) пропускают постоянный ток, а с помощью другой (потенциальной *2—3*) определяют величину падения напряжения на измеряемом участке трубы. Величина падения напряжения зависит от толщины стенки.

Напряжение, снимаемое с потенциальных электродов датчика Д инвертируется вибропреобразователем и поступает на измерительный усилитель ИУ, с выхода которого подается на вход показывающего прибора. Показывающий прибор имеет компенсационную схему измерения.

В шкальном механизме смонтирована регулируемая уставка минимально допустимого значения толщины стенки. Контактная группа уставки устанавливается в любую точку в пределах шкалы. Если толщина стенки измеряемой трубы окажется ниже значения уставки, то на передней панели прибора загорается сигнальная лампа. Прибор калибруется по эталону трубы (калибру), входящему в комплект поставки.

Техническая характеристика толщиномера Т-1

Пределы толщины измеряемых стенок, мм	От 1 до 6
Погрешность прибора, мм	±0,3
Источник питания	36 В, 50 Гц
Температура окружающей среды, °С	От −30 до +50

Ультразвуковой толщиномер «Кварц-15» предназначен для измерения толщины стенок бурильных труб, подвергающихся в процессе бурения износу как по наружному, так и по внутреннему диаметру. Прибором можно производить измерение толщины стенки изделий из материалов с затуханием ультразвуковых колебаний на частоте от 2,5 МГц до 0,43 дБ/см, скорость распространения ультразвуковых колебаний в которых находится в пределах 4300 (латунь) — 6400 (алюминий) м/с при температуре поверхности исследуемых изделий от −50 до +600 °С. Прибор применяют в полевых, цеховых и лабораторных условиях (в том числе во взрывоопасных помещениях и наружных установках).

Техническая характеристика толщиномера «Кварц-15»

Диапазон измерения, мм	1—300
Основная погрешность (в мм) в диапазоне толщин, мм:	
1—10	0,2
10—300	±(0,01—0,1)
Дополнительная погрешность (мм) при изменении температуры окружающей среды от +(20 ± 5) °С на каждые 10 °С в диапазоне (−30 ÷ +50) °С:	
для толщин 1—10 мм	±0,1
для толщин 10—300 мм	±(0,005—0,05)*h* (*h* — измеряемая толщина)

В состав толщиномера входят прибор «Кварц-15», преобразователи, контрольные образцы, блок питания, блок зарядного устройства, комплект ЗИП, комплект кабелей, жилет.

Детектор износа бурильных труб (ДИТ) предназначен для контроля износа бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций и подачи сигналов в случае уменьшения наружного поперечного размера бурильной трубы на величину, превышающую 3 % от номинального значения диаметра. Отбраковку труб (при подаче сигнала) осуществляют при подтверждении предельного износа толщиномером «Кварц-15». Применение индикатора ДИТ совместно с толщиномером «Кварц-15» (или Т-1) дает возможность значительно увеличить производительность контроля бурильных труб.

В основу работы детектора положен токовихревой метод контроля, сущность которого заключается в следующем. Контролируемую трубу помещают внутри катушки-датчика. По обмотке катушки пропускают переменный ток, создающий внутри нее переменное магнитное поле, которое индуктирует внутри (в толще) трубы вихревые токи. Магнитное поле вихревых токов в свою очередь образует свое поле, направленное навстречу основному, в результате чего напряженность поля ослабевает. Таким образом, при взаимодействии первичного поля и поля вихревых токов изменяются электромагнитные параметры катушки.

С другой стороны, электромагнитные параметры катушки зависят от геометрических размеров бурильной трубы, являющейся сердечником датчика. Включив катушку датчика в мост переменного тока и измеряя ее активное и реактивное сопротивления, можно судить о параметрах трубы, в частности, о ее геометрических размерах. Датчик индикатора износа бурильных труб монтируют в механизме труборазворота РТ-1200.

Техническая характеристика ДИТ

Диапазон регулировки порога сигнализации от наружного поперечного размера трубы, %	2—6
Отклонение показаний прибора в эксплуатационных условиях от верхнего значения шкалы показывающего прибора, %	Не более ±5
Источник питания	(36/220 ± 7,2/44) В, 50 ± 1 Гц
Потребляемая мощность, В · А	Не более 15
Влажность окружающего воздуха при температуре +35 °С, %	До 95
Габариты, мм:	
вторичного прибора	215 × 350 × 380
датчика (диаметр, высота)	225; 470

Аппаратура ЭХО-1 для ультразвукового контроля алмазных коронок предназначена для отбраковки алмазных коронок, имеющих дефекты соединения матрицы с корпусом в виде непроваров, трещин, раковин, размеры которых превышают допустимые. В состав комплекта аппаратуры входят серийный дефектоскоп УДМ-1 (или УДМ-3М) и полуавтоматическое устройство для ультразвукового прозвучивания алмазных коронок.

Техническая характеристика аппаратуры ЭХО-1

Рабочая частота, мГц	5
Диаметры контролируемых коронок, мм	46, 59, 76, 93
Производительность, шт./ч	до 100
Габаритные размеры устройства, мм	250 × 400 × 230
Масса, кг	18

Передвижная дефектоскопическая станция ПДС предназначена для комплексного неразрушающего контроля элементов колонны бурильных труб геологоразведочного сортамента, колонковых и утяжеленных труб, грузоподъемного оборудования в полевых условиях. На рис. 14.48 показана блок-схема ПДС.

Станция позволяет обнаруживать наличие и оценивать глубину усталостных трещин в высаженных концах стальных бурильных труб с конической резьбой, измерять толщину стенки бурильных и колонковых труб, выявлять износ стальных бурильных труб диаметром 50 мм непосредственно в процессе СПО, контролировать наружный диаметр муфт и замков к трубам диаметром 42, 50 и 63,5 мм, измерять толщину стенки у упорного торца внутренней резьбы УБТ диаметром 73 и 89 мм, обнаруживать трещины в корпусе наголовников диаметром 83 мм к полуавтоматическим элеваторам.

В состав оборудования ПДС входят дефектоскоп ДБТ (с насосом), детектор износа труб ДИТ, толщиномер «Кварц-15», переговорное устройство СПУ-7 (для ведения переговоров между двумя операторами, когда приборная стойка не вынесена из автомашины), шаблоны для замера износа труб, контрольные образцы с искусственными дефектами (на отрезанной части трубы в зоне резьбы и высаженной части; на наголовнике в корпусе).

Работу с аппаратурой ПДС во время контроля колонны бурильных труб осуществляют два оператора: один датчиком ДБТ контролирует

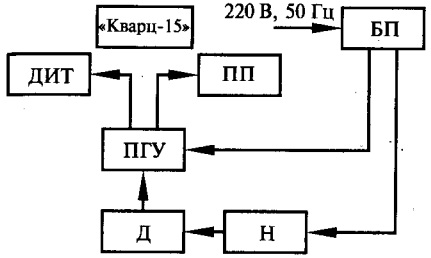


Рис. 14.48. Блок-схема ПДС:
БП — блок питания; ПГУ — приставка генераторно-усилительная; Д — датчик; Н — насос НЭБ-1/20; ПП — показывающий прибор

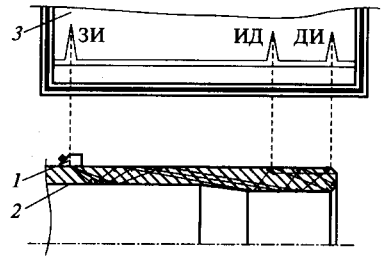


Рис. 14.49. Схема распространения ультразвуковых импульсов в теле трубы и отражение на экране прибора зондирующего (ЗИ), донного (ДИ) и импульса дефекта (ИД):
1 — труба; *2* — ультразвуковой датчик; *3* — экран прибора

высаженные концы бурильных труб; в случае срабатывания сигнализации прибора ДИТ с помощью толщиномера «Кварц-15» определяет толщину стенок бурильных труб, а также контролирует с помощью шаблона износ муфт и замков; второй, находясь у пульта в салоне автомашины, следит за показаниями приборов ДБТ и ДИТ и по переговорному устройству СПУ-7 руководит действиями первого оператора при наличии трещин или износа бурильных труб.

Сигнализация срабатывает в момент прохождения через датчик муфто-замкового соединения или в момент прохождения через датчик бурильной трубы, наружный поперечный размер которой ниже значения установленного порога сигнализации прибора. Во втором случае подъем (спуск) приостанавливается, затем снаряд опускается (поднимается) таким образом, чтобы изношенный участок находился на уровне 300—400 мм от верхнего торца датчика. После этого определяют минимальную толщину стенки толщиномером «Кварц-15». При толщине стенки трубы в пределах 3 мм эти трубы переводят на бурение скважин глубиной не более 500 м; при толщине стенок труб менее 2 мм трубы выбраковывают и не используют по прямому назначению.

После прохождения и контроля труб прибором ДИТ колонну поднимают (опускают) и останавливают в месте соединения труб на высоте 1,5 м от устья скважины. Производят контроль труб на определение скрытых трещин в зоне высаженной части и зоне резьбы с помощью прибора ДБТ.

Перед контролем поверхность трубы тщательно очищают от грязи и ржавчины на расстояние не менее 400 мм от торца. Датчик помещают на трубу на расстоянии примерно 200 мм от сбега резьбы или края муфты (замка). Включают насос, на экране показывающего прибора появляется импульс от дна (торца) трубы — донный импульс ДИ (рис. 14.49).

Датчик обводят вокруг трубы таким образом, чтобы постоянно на экране присутствовал донный импульс. При появлении на экране одного или нескольких импульсов левее донного устанавливают, являются ли

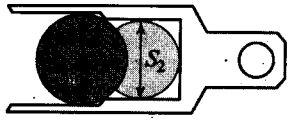


Рис. 14.50. Шаблон для контроля износа муфт и замков

они результатом наличия дефекта или вызваны случайными помехами. Для этого датчик смещают вдоль оси трубы в оба направления на расстояние примерно ±50 мм. Если при этом импульсы не исчезают и перемещаются по экрану прибора без изменения расстояния между собой и донным импульсом, это свидетельствует об обнаружении дефекта.

При протяженности дефекта более 10 мм по длине окружности поверхности трубы производят оценку его параметров (глубины и длины) по определенной методике.

При дефектоскопическом контроле выявляют дефекты, расположенные в резьбовой части бурильных труб. Отбраковывают все непрозвучиваемые трубы и трубы, имеющие дефекты глубиной 0,5 мм и длиной, соответствующей дуге 30—45°.

Для контроля износа муфт и замков используют шаблоны с проходным S_1 и непроходным S_2 порогами (рис. 14.50).

Если шаблон упирается порогом в муфту или замок, то они пригодны к работе; если же шаблон входит до конца, минуя порог, муфту или замок отбраковывают.

Передвижная лаборатория ПКДЛ предназначена для дефектоскопического контроля оборудования и инструмента непосредственно в полевых условиях.

С помощью лаборатории контролируют высаженную и резьбовую части стальных и легкосплавных труб, ниппельную часть УБТ и переводников, шарошечные расширители, узлы и детали грузоподъемного оборудования — элеваторы, крюки, талевые блоки, отдельные детали вертлюгов, крон-блоков, буровых насосов.

Лаборатория позволяет осуществлять комплексный контроль с применением трех методов: ультразвукового, магнитно-порошкового и вихревых токов. Передвижная дефектоскопическая лаборатория оборудована в салоне микроавтобуса УАЗ-452В и может выполнять комплекс дефектоскопических работ с помощью выносных датчиков на расстоянии 40—45 м от автомобиля.

Дополнительные возможности использования БКИА

Идея использования аппаратуры по другому назначению вытекает из принципиальной структурной схемы датчика.

В абсолютном числе датчики общепромышленной и специальной аппаратуры включают, как говорилось выше, первичный преобразователь, выходной величиной которого является перемещение (линейное l, угловое φ), сила F или давление p.

В связи с этим при изменении входного параметра x возможно изменение схемы (конструкции) первичного преобразователя с целью получения на его выходе параметра (равного или пропорционального ему) основной аппаратуры. Замена первичного преобразователя потребует перетарировки, настройки аппаратуры и смены шкалы показывающего прибора.

Несколько примеров дополнительных вариантов использования аппаратуры.

1. Расходомер промывочной жидкости с поворотной лопастью РПЛ-1. Отклонение лопасти датчика может быть произведено какой-либо силой F ($\varphi \equiv F$) или перемещающимся на длину l ($l \equiv x$) стержнем. Следовательно, использование аппаратуры РПЛ-1 для измерения другого параметра (не расхода жидкости) потребует разработки первичного преобразователя параметра в перемещение l или силу F. Например, для измерения крутящего момента потребуется его преобразование в силу ($M_{кр} \rightarrow r \rightarrow F$) и далее — в ход (перемещение) подпружиненного элемента, который и будет действовать (перемещать) на лопасть.

РПЛ-1 может быть использован в качестве индикатора усилия на крюке талевой системы, если вмонтировать подпружиненный элемент в неподвижный конец каната и его ход, пропорциональный усилию на крюке, преобразовать в перемещение лопасти; для измерения температуры и частоты оборотов. В первом случае перемещение лопасти может быть связано с ходом свободного конца биметаллической пластинки, во втором — с перемещением каретки центробежного датчика.

2. Аппаратура МКН-1 с датчиком растяжения ДР может быть использована для измерения тягового усилия трактора при перевозке буровых вышек, измерения крутящего момента, в качестве весов для больших грузов.

3. Магнитоупругий измеритель давления МИД можно использовать по тому же назначению, что и аппаратуру МКН-1.

4. Скважинные тахометрические расходомеры с магнитным прерывателем тока могут быть использованы для измерения частоты оборотов бурового вала, скорости подъема крюка; при медленном вращении (низкой скорости следования импульсов) — как счетчики.

Разработка буровой контрольно-измерительной аппаратуры в силу специфически сложных условий процесса шла нелегким путем. Проблема осложнялась отсутствием службы КИП на местах и трудностями внедрения. При внедрении аппаратуры использовали принцип «навешивания» в полевых условиях.

Развитие буровой техники, инструмента и технологии потребовало развития аппаратурного направления. Усилия разработчиков были направлены на разработку аппаратуры с использованием поверхностных точек съема сигнала, с постановкой поверхностных датчиков. Была создана аппаратура для контроля одиночных параметров; и здесь первая комплексная аппаратура типа ПКМ, ИРБ. В дальнейшем продолжалась доводка созданной аппаратуры и создавалась новая: ЭМР-2, МКН, ОМ40, ИСП, ИСБ. Началась работа по созданию автоматических регуляторов, потребовались источники информации — датчики, что явилось дополнительным стимулом развития БКИА. Происходит совершенствование и отрабатывание аппаратуры для контроля одиночных параметров, создаются комплексы КУРС, РУМБ. В аппаратуре использу-

ется современная элементная база, разрабатываются методики оптимизации процесса бурения с использованием БКИА.

Таков был первый этап в разработке и внедрении БКИА. Была подготовлена база для реализации известных требований практики:

✓ автоматизация контроля параметров и автоматический выбор оптимальных параметров процесса бурения;

✓ получение дополнительной геологической информации в процессе бурения;

✓ распознавание нештатных ситуаций в процессе бурения (обрыв бурильных труб, износ ПРИ и др.);

✓ накопление и сохранение информации в форме, не требующей больших дополнительных затрат времени и средств на ее предварительную обработку.

В данном случае — это аппаратура, близкая по своим функциональным возможностям к автоматическим системам. Получить подобную информацию от классических буровых регуляторов типа АРП не удается. Частая неудовлетворительная работа регуляторов, определяемая жестким алгоритмом, предопределяет разработку гибких систем. Этому способствуют примеры компьютеризации технологических процессов в других отраслях.

Таким образом, развитие БКИА может успешно идти параллельно с компьютеризацией бурового процесса. Кроме того, отдельные автоматические измерительные системы могут стирать грань между измерительными и компьютерными системами автоматического управления.

Недостаток информационной базы (поверхностных датчиков) требует внедрения ЭВМ, которые позволят работать и принимать решения на основе обработанных данных за прошедший промежуток времени с накоплением информации; усредненная накопленная информация фильтрует помехи, более достоверна. Развитие элементной базы делает возможным вернуться к разработке скважинной аппаратуры с передачей сигналов на поверхность в процессе бурения.

Параллельно с вышеотмеченными задачами дальнейшее развитие БКИА для контроля режима работы породоразрушающего инструмента требует решения ряда других вопросов: поиск новых алгоритмов работы БКИА (включающих несколько косвенных параметров для определения действительного значения забойного параметра), разработка схемных решений первичных преобразователей параметр — перемещение (сила, давление) и типовых датчиков, унификация электрических узлов аппаратуры.

Важнейшими проблемами являются определение смены горных пород, встреча пластов полезного ископаемого, определение нештатных ситуаций в скважине, приводящих к аварийной обстановке, например, предприжогового состояния алмазной коронки и т. д. Для решения подобных проблем нужна информация по многим параметрам, обработка ее по заданной программе (алгоритму). Здесь уже закономерен переход на микропроцессорную технику. Требуется разработка алгоритмов ведения процесса бурения в оптимальном режиме и контроля отклонения от этого оптимального режима.

ГЛАВА 15
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Одна из основных проблем человечества в настоящее время — защита окружающей нас среды. Проблемой охраны природы занимаются люди всех специальностей. Для изучения окружающей среды (среды обитания и производственной деятельности человека) целесообразно выделить следующие ее основные составляющие: воздушную и водную среды (гидросферу), литосферу (почва, недра), животный (человек, домашние и дикие животные) и растительный мир (культурные и дикие растения, в том числе растущие в воде). Состав атмосферного воздуха в воздушном океане не изменялся и в основном был одинаков на всей планете вследствие постоянного перемешивания воздушных масс. Вся живая природа привыкла и приспособилась жить именно в такой атмосфере, и, конечно, изменение содержания атмосферного воздуха оказывает существенное воздействие на всю живую природу. В результате загрязнения атмосферы происходит изменение состава воздуха, добавляются различные вещества, некоторые из них являются вредными и ядовитыми (окись углерода, сернистый газ, сероводород, хлор, пыль и др.).

«Вода — это самое драгоценное ископаемое. Вода — это не просто минеральное сырье, это не просто средство для развития промышленности и сельского хозяйства. Вода — это действенный проводник культуры, это — живая кровь, которая создает жизнь там, где ее не было»,— писал А. П. Карпинский. Вода входит в состав всех жидкостей и тканей человеческого организма, составляя 65—70 % всей его массы. У водных организмов содержание воды достигает 97—98 %. Вода является той физико-химической средой, благодаря которой может осуществляться большинство реакций обмена веществ. Потеря воды опаснее для организма, чем голодание. Без воды невозможны процессы фотосинтеза в растениях. Физиологическая потребность человека в воде, которая поступает в организм с питьем и пищей, в зависимости от климатических условий составляет 3—6 л в сут. Значительно бóльшее количество воды необходимо для санитарных и хозяйственно-питьевых нужд. Уровень водоснабжения определяется уровнем культуры — цивилизации. Так, в крупных городах водопотребление одного жителя в сутки составляет 400—600 л.

Потребности промышленности в воде весьма велики и составляют от единиц $м^3$ до нескольких десятков и даже сотен тысяч $м^3$ на производство 1 т продукции. Имеющиеся наличные запасы воды в некоторых районах уже сейчас не обеспечивают или вскоре не будут обеспечивать нужды растущего производства.

Почва является основой для производства продуктов питания человека и относится к числу медленно восстанавливающихся объектов. В настоящее время на планете под сельскохозяйственные культуры занято 10—11 % суши. Развитие промышленности, транспорта, добыча полезных ископаемых, промышленное и гражданское строитель-

ство, засоление, заболачивание, ветровая эрозия выводят из строя огромные площади земель. Ежегодно в мире теряется примерно до 6—7 млн га почв. Для восстановления почвы требуется весьма значительное время. Так, для того чтобы произошло восстановление почвы толщиной 2,5 см, необходимо 300—1000 лет, в слой в 18 см — 2—7 тыс. лет. Для уничтожения же почвы на огромных площадях требуется несколько десятков лет, а при вырубке леса в горных районах слой почвы может быть уничтожен за один год.

Одним из важнейших компонентов окружающей среды для человека является мир растений. Растения поставляют кислород, от них зависит во многом климат, обводненности территорий, защищенность почв от разрушения и др.

Бурение скважин связано с применением больших объемов материалов различной степени токсичности. Буровой раствор и тампонажные смеси, почти все их компоненты и в первую очередь химические реагенты и выбуренная порода в виде шлама загрязняют окружающую среду и могут нанести невосполнимый ущерб природе. Из практики бурения известно, что почва, подверженная воздействию бурового раствора, лишается растительности на долгие годы. Ряд компонентов растворов — хроматы и хромосодержащие (например, хромлигносульфонаты) реагенты, поверхностно-активные вещества оказывают прямое отравляющее воздействие на живые организмы.

В связи с использованием в промывочных жидкостях и тампонажных растворах токсичных реагентов и компонентов, загрязняющих окружающую среду, требуется соблюдать и выполнять целый комплекс природоохранных мероприятий, уменьшающих или исключающих отрицательное воздействие указанных факторов.

За последние десятилетия на Земле вследствие увеличения численности населения и высокого уровня антропогенной нагрузки произошли глубокие изменения систем окружающей среды, которые сопровождаются экологическими кризисами и катастрофами. Такое положение приводит к тому, что человечество вынуждено формировать новые стереотипы поведения и нормы морали. В новом экологическом мировоззрении приоритет отдается теории естественной биотической регуляции, устойчивому развитию, в основе которого лежат воспроизводство всех компонентов окружающей среды (атмосфера, вода, почва, растительный и животный мир), необходимая биологическая и геохимическая активность, позволяющая осуществить нейтрализацию и самоочищение всех видов загрязнений, устойчивость ландшафта к техногенным нагрузкам и баланс биомассы.

За последние годы активно проводятся исследования, связанные с воздействием процессов бурения скважин на окружающую среду. Эти исследования позволили выявить перечень источников негативного воздействия буровых работ на окружающую среду. Разработаны расчетные методики оценки выбросов и сбросов загрязняющих веществ во время бурения, загрязнение территории горного отвода буровых работ токсичными веществами и др. В то же время при бурении

скважин есть и ряд нерешенных экологических проблем, наиболее актуальными из которых являются:

✓ комплексная оценка влияния буровых работ на отдельные компоненты окружающей среды;

✓ приборное обеспечение мониторинга окружающей среды в пределах как горного отвода, так и окружающей территории;

✓ создание средств и методов предотвращения загрязнения окружающей среды при бурении скважин;

✓ формирование экологических требований к буровой технике и технологии;

✓ разработка механизмов управления природоохранной деятельностью при бурении комплекса скважин;

✓ прогнозирование экологической ситуации при бурении и способов реабилитации всех систем окружающей среды после завершения буровых работ.

Основным законодательным актом, определяющим в целом принципы охраны природной среды, является Конституция (Основной закон) РФ. Ниже приведен неполный перечень основных законодательных актов, регламентирующих требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов, действующий на территории РФ с 01.08.92 г.:

✓ водный кодекс РСФСР 30.06.72 г.;

✓ земельный кодекс РСФСР 25.04.91 г.;

✓ законы РСФСР: «О недрах» от 04.05.92 г.; «О плате за землю» от 11.11.91 г.; «Об охране атмосферного воздуха» от 14.07.82 г.; «Об охране окружающей природной среды» от 03.03.92 г.

✓ постановления Совета Министров РСФСР: «О неотложных мерах по оздоровлению экологической обстановки в РСФСР в 1991—1995 гг. и основных направлениях охраны природы в XIII пятилетке и на период до 2005 г.» от 16.03.90 г. № 93; «Об утверждении на 1991 г. нормативов платы за выбросы загрязняющих веществ в природную среду и порядке их применения» от 09.01.91 г. № 13.

На основании указанных выше законодательных актов разработан ряд подзаконных актов. К ним относятся государственные и отраслевые стандарты, правила и нормы технологического проектирования, инструкции и методики:

✓ ГОСТ 17.1.1.04—80. Охрана природы. Гидросфера. Классификация подземных вод в целях водопользования.— М.: Изд-во стандартов, 1980;

✓ Положение об охране подземных вод.— М.: ВСЕГИЕГЕО, 1984;

✓ Методическое руководство по охране подземных вод от загрязнения. СЭВ. Постоянная комиссия по геологии.— М., 1975;

✓ ГОСТ 9874—82. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством.— М.: Изд-во стандартов, 1984;

✓ Правила охраны поверхностных вод (типовые положения). Гос. ком. СССР по охране природы.— М., 1991;

✓ Дополнительный перечень допустимых концентраций веществ в водоемах санитарно-бытового водопользования.— М.: Минздрав СССР.

15.1. Основные понятия, термины, определения охраны окружающей среды

Биосфера — качественно своеобразная планетарная оболочка, включающая не только организмы, но и среду их жизни, охваченную и преобразованную деятельностью этих организмов.

Геоэкология — наука, изучающая законы взаимодействия литосферы и биосферы.

Загрязнение — любое нежелательное для экосистем антропогенное изменение. Виды загрязнений: ингредиентное, параметрическое, биоценотическое, ландшафтное.

Ингредиентное вызвано воздействием совокупности химических веществ, количественно и качественно чуждых естественным биогеоценозам.

Параметрическое связано с изменением качественных параметров ОС (шум, вибрации, теплота, электромагнитное излучение).

Биоценотическое заключается в воздействии на состав и структуру популяций живых организмов.

Ландшафтное представляет собой разрушение местообитания организмов и нарушение регенерационных свойств природных ландшафтов.

Локальная экологическая катастрофа — многократное превышение критических (предельно допустимых) уровней и нагрузок на локальные экосистемы по различным ингредиентам и видам воздействия, в результате которых нарушается их устойчивость.

Мониторинг — систематическое комплексное обследование каких-либо объектов или явлений, инструментальное и органолептическое.

Нарушение экологическое — отклонение экосистемы от нормального функционирования из-за естественного процесса.

Нормирование качества среды — установление допустимых пределов изменения естественных свойств воды, воздуха, почвы.

Окружающая среда (ОС) — совокупность природных тел (атмосферы, гидросферы, литосферы, биосферы) и культурных (техногенных) объектов, предметов социальной и производственной деятельности человека.

Органолептическая — определение характеристик природных систем при помощи органов слуха, зрения, обоняния.

Равновесие экологическое — баланс естественных и измененных человеком природных компонентов экосистемы, поддерживаемых за счет естественного самовосстановления и постоянного возобновления.

Рекультивация — искусственное восстановление природных компонентов, чаще ландшафтов, почв.

Экология — отрасль биологической науки о взаимодействии растительных и животных организмов между собой и с окружающей средой.

Экологическая безопасность промышленности и транспорта — состояние защищенности окружающей природной среды от промышленно-транспортных воздействий. При этом обеспечивается функционирование природно-технических систем в пределах допустимого изменения параметров окружающей среды.

Экологический кризис — нарушение биогеохимического круговорота в результате разрушения и угнетения человеком естественных экосистем и, как следствие, нарушение устойчивости окружающей среды.

Экосистема — совокупность различных видов растений (продуцентов), животных (консументов) и микроорганизмов (редуцентов), взаимодействующих друг с другом и с окружающей их средой таким образом, что вся эта совокупность может сохраняться неопределенно долгое время.

15.2. Воздействие бурения скважин на окружающую среду

Источники загрязнения и их воздействие на окружающую среду

Основными источниками загрязнения окружающей среды при бурении скважин являются:

- ✓ буровая установка;
- ✓ система приготовления и подачи буровых растворов;
- ✓ буровые сточные воды и шлам;
- ✓ двигатели внутреннего сгорания;
- ✓ склады горюче-смазочных материалов, реагентов для обработки тампонажных растворов;
- ✓ хозяйственно-бытовые строения;
- ✓ котельные.

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

- ✓ факельные установки при сжигании газа;
- ✓ амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

- ✓ типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;
- ✓ конструкции скважины;
- ✓ применяемого способа бурения;
- ✓ продолжительности строительства скважин;
- ✓ природно-климатических условий района;
- ✓ ситуационной и инженерно-геологической характеристики района;
- ✓ гидрогеологической характеристики поверхностных вод и состояния почв.

Источники загрязнения окружающей среды не однозначны по своим качественным и количественным показателям воздействия на окружающую среду. Важное значение имеет характер опасности воздействия источников на окружающую среду. Среди всех ингредиентов, оказывающих влияние на окружающую среду, основными являются отработанные буровые растворы, шламы, сточные воды и различные реагенты. Все эти вещества являются с точки зрения воздействия на окружающую среду опасными, многие из которых даже токсичными.

По степени опасности ядовитые вещества согласно ГОСТ 12.1.005—88 делятся на четыре класса: 1 — чрезвычайно опасные; 2 — высокоопасные; 3 — умеренно опасные; 4 — малоопасные.

Классы и предельно допустимые концентрации (ПДК) некоторых вредных химических реагентов и веществ, используемых при бурении скважин в воде и в виде паров, газов или аэрозолей в воздухе рабочей зоны, приведены в табл. 15.1.

Значительную токсичность имеют промывочные жидкости, содержащие твердую фазу, нефтепродукты, а также ПАВ. Малотоксичны промывочные жидкости с низким содержанием твердой фазы (и без нее) и с добавками органических водорастворимых полимеров природного происхождения или синтетических (КМЦ, крахмал и их производные, акриловые полимеры). Перспективны водные дисперсии синтетических полимеров, весьма ограниченно набухающие в воде (латексы) и синтезированные с использованием биоразлагаемых эмульгаторов. ПДК водорастворимых полимеров в воде составляет примерно 6 мг/л. К малотоксичным относятся эмульсионные промывочные жидкости. Пенообразователи, применяемые для приготовления пен, более токсичны по сравнению с эмульсолами и полимерами.

Основные загрязняющие вещества в выхлопных газах двигателей, попадающие в атмосферный воздух,— оксиды углерода (CO_2 и CO) и азота, углеводороды, сернистые газы и др. Химический анализ

Таблица 15.1. **Характеристика вредных веществ, используемых при бурении скважин**

Реагент	Класс опасности	ПДК	
		в воде, мг/л	в воздухе, мг/м³
Хроматы и бихроматы	1	—	0,01
Сода каустическая	2	120	0,5
Сода кальцинированная	3	120	2
Жидкое стекло	3	—	1
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	3	—	10
Гидролизованный полиакрилонитрил (ГИПАН)	3	6	10
Полиакриламид	3	2	20
Конденсированная сульфитспиртовая барда (КССБ) порошкообразная	Нетоксичная	0,05	—
КССБ жидкая	Токсичная	—	—
Сульфат аммония	3	2	10
Сернокислое железо	3	0,5	—
Хлористый кальций	3	300	5
Сырая нефть	3	0,3	—
Эмульсол лесохимический (ЭЛ-4) и нефтехимический (ЭН-4)	3	0,04	—
Сульфонол	3	0,1—0,2	—
Углещелочной реагент (УЩР)	4	—	0,5
Порошкообразный УЩР (ПУЩР)	4	—	0,5
Феррохролигносульфонат (ФХЛС)	4	—	0,004
Хлористый кальций	4	—	0,5
Омыленная смесь гудронов (ОСГ)	4	—	—
Барит	4	—	6

выхлопных газов показывает, что в них содержатся следующие виды и количества (в %, по массе) токсичных веществ: оксиды азота 0,2; оксиды серы 0,1; сажа 0,05; углеводороды 0,3; формальдегид 0,08.

Большую опасность для окружающей среды, особенно для водоемов, представляют углеводороды, используемые для приготовления и обработки буровых растворов. Покрывая поверхность воды тонким не проницаемым для воздуха слоем, они создают обедненные кислородом зоны и губительно влияют на фауну. Например, 1 т нефти образует на водной поверхности пленку площадью 150—250 га. Высокотоксичные материалы типа хроматов оказывают прямое отравляющее воздействие на живые организмы.

Исследовательская группа фирмы «Шелл» изучала воздействие на окружающую среду сброса буровых стоков в море у побережья Луизианы. Было отобрано 34 пробы воды вокруг морского бурового основания с глубин 0,3; 36; 73,5 м. Буровая нормально функционировала, бурение велось на глубине 2700 м. При исследованиях промывку скважины осуществляли известковым буровым раствором. Определяли щелочность, общее содержание твердой фазы, органического углерода и растворенного хрома. Результаты анализов показали, что в радиусе 50—60 м вокруг бурового основания большинство параметров проб близки к нормальным. В пробах, взятых со средней глубины и со дна моря под основанием, было обнаружено высокое содержание хрома. Экологическими наблюдениями за состоянием дна установлено, что буровой раствор (или шлам), попадая в море, разделяется на две части: более легкие диспергированные частицы перемещаются вверх и повышают мутность воды и в последующем рассеиваются, более тяжелые частицы (шлам) оседают на дно, образуя скопления в виде холмиков. Покрывая дно водоемов, шлам может причинить вред фауне, которая перемещается только по дну.

Интересны данные, приведенные отделом токсикологии Биологической станции Канады, который считает, что самое сильное влияние бурового раствора на окружающую среду обусловлено физическим действием твердых частиц. Основными взвешенными частицами буровых растворов являются барит и глина. Установлено, что летучесть барита достаточно высокая, и потери его в атмосферу составляют 50 г/т. Поскольку потребление барита в США превышает 1,2 млн т/год, то очевидно, что загрязнение воздуха в местах применения барита высокое. Данных о количестве барита, загрязняющего воду водоемов, нет.

Физические воздействия взвешенных в морской воде компонентов бурового раствора таковы. Например, скорость размножения устриц при концентрации суспензии 100 мг/л снижается на 50 %, а усвоение кальция съедобными ложными моллюсками и морскими водорослями в присутствии суспензированных частиц в количестве 0,4—0,8 % снижается на 50 %. Взвешенные твердые частицы пагубны для донных организмов, если дно покрыто слоем толщиной 1 см. Распространенность планктона снижается на 22 % при концентрации суспензии, достигшей 250 мг/л, а при 2 %-й концентрации взвешенных частиц

планктон вообще не обнаруживается. В то же время присутствие в морской воде несъедобных взвешенных частиц благоприятно сказывается на существовании рыб.

Опасным для живых организмов является хром, входящий составной частью в хромлигносульфонаты, широко используемые для химической обработки буровых растворов. При отсутствии в воде достаточного количества органического вещества, способного перевести шестивалентный хром в трехвалентный, наличие даже небольших концентраций хрома может быть смертельно опасным для некоторых живых организмов. Многие обитатели водоемов, особенно морские виды, весьма чувствительны к показателю pH среды. Так, при значении $pH < 8$ морская сельдь погибает.

Часто промывочные жидкости обрабатывают различными ПАВ. Известно, что ПАВ уже при концентрации 10^{-3} кг/м^3 снижают на 15 % скорость растворения кислорода в воде по сравнению с аналогичным процессом в чистой воде, а при биологическом разложении ПАВ происходит поглощение растворенного в воде кислорода. Кроме того, при содержании ПАВ в воде $(0{,}3—0{,}4) \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 вода приобретает горький привкус, а мыльный или керосиновый запах появляется уже при содержании $(0{,}2—2{,}0) \cdot 10^{-3}$ кг/м^3.

Смертность живых организмов наступает при концентрации ПАВ от 1 до 100 мг/л. Однако некоторые животные погибают при более низких концентрациях, если они находятся длительное время в зараженной среде. Опасность ПАВ усиливается тем, что они похожи по биологической активности на такие природные соединения, как стероидные гликозиты морской звезды, съедаемые рыбой. ПАВ были обнаружены при исследованиях в некоторых рыбах и съедобных моллюсках.

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о том, что в нормальных условиях наиболее сильное пагубное влияние на окружающую среду оказывают твердые частицы бурового раствора (барит, бентонит и др.). Опасными с точки зрения токсичности являются органические составляющие бурого раствора с низкой относительной молекулярной массой, а также ПАВ, нефть и нефтепродукты.

Виды воздействия на природную среду при строительстве скважин:

— химическое загрязнение почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, продуктами испытания скважин;

— физическое нарушение почвенно-растительного покрова, грунтов, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, трубопроводов);

— изъятие водных и земельных ресурсов;

— нарушение температурного режима экзогенных геологических процессов (термоэрозия, пучение, наледеобразование, заболачивание и др.);

Объектами воздействия являются растительный и животный мир: почвы, грунты; поверхностные и подземные воды; атмосферный воздух, среда обитания животных и человека; недра.

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие нарушения природной среды:

— загрязнение местности сточными водами, промывочной жидкостью и химическими реагентами, остатками ГСМ (химическое загрязнение почвенно-растительного покрова);

— загрязнение атмосферы выбросами котельных, ДВС, испарением газообразных продуктов, пылью и аэрозолей, складируемыми отходами;

— нарушение естественной изоляции между пластовыми флюидами в земных недрах, химическое загрязнение горизонтов подземных вод;

— переток подземных вод с одного водоносного горизонта в другой или в продуктивный пласт (нефтяной или газовый), или переток углеводорода из одного продуктивного пласта в другой по затрубному пространству в стволе скважины при неудовлетворительной организации разобщения пластов;

— утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;

— загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведет к последующему проникновению этих вод в скважину;

— загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств, как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны и гидроразрыв пласта.

Причиной вредного воздействия на окружающую среду также является неправильная прокладка дорог и размещение буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровыми установками, несоблюдение существующих правил и требований (применяемых до, в процессе и после проведения буровых работ), законодательных актов и положений.

Основные компоненты промывочных жидкостей, загрязняющие окружающую среду (воздух, почву, подземные воды, реки, водоемы), следующие: активная твердая фаза, особенно глинистая; шлам выбуренных пород; большинство веществ, используемых для приготовления и регулирования свойств промывочных жидкостей. Даже вода после многократной циркуляции не безвредна. Она насыщается коллоидной фракцией выбуренных пород, частицами смазки, окислами железа, сточными водами санитарно-гигиенической уборки помещения буровой. Химические реагенты, используемые для регулирования свойств промывочных жидкостей, делят на защитные коллоиды и реагенты электролиты. Первые содержат вещества, которые при добавлении в промывочную жидкость покрывают поверхность глинистых частиц и создают защитный слой, предохраняющий частицы глины от слипания: углещелочной реагент (УЩР); торфощелочной реагент (ТЩР); сульфит-спиртовая барда (ССБ); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Вторые вводят в промывочную жидкость непосредственно или в со-

ставе реагентов-коллоидов для изменения вязкости, СНС и других параметров (каустическая и кальцинированная сода; известь; жидкое стекло; хлористый Na и др.).

При бурении с пеной используют ПАВ, которые в настоящее время являются основным химическим веществом, загрязняющим источники питьевого, хозяйственного и рыбопромыслового водопользования. Попадая в водоемы, ПАВ нарушают их санитарный режим, истощают запас растворимого в воде кислорода, который расходуется на окисление ПАВ. Они оказывают токсичное действие на животный и растительный мир. Буровые сточные воды (БСВ) образуются при бурении скважин в результате частичного сброса обработанного бурового раствора, охлаждении штоков насосов, обмывке резьбовых соединений бурильных труб, очистке сеток вибросит, а также при мойке оборудования и производственных площадок. Среди загрязненных отходов бурения БСВ составляют наибольший объем. Физико-химический состав их изменяется в широких пределах как на разных буровых, так и в процессе бурения одной и той же скважины.

Мероприятия по охране окружающей среды при бурении скважин подразделяют на организационные и технологические:

1. Рациональное проектирование конструкции скважин — важнейшее мероприятие по обеспечению изоляции подземных вод от поверхностных и грунтовых. Конструкции скважин должны обеспечивать изоляцию залежей твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых от поверхностных, грунтовых и пластовых вод. Наряду с этим в продуктивные пласты не должны проникать глинистые и песчаные частицы из окружающих горных пород, в связи с этим следует обращать особое внимание на правильность посадки башмаков обсадных труб, тщательное выполнение работ по подбашмачному, межтрубному и затрубному цементированию.

Для скважин длительной эксплуатации необходимое требование — условие последующего ремонта и восстановления скважин.

2. Организация надежной зоны санитарной охраны. С целью предохранения водоисточников от загрязнения, сохранения их постоянного дебита и поддержания установленного качества воды в месте ее забора предусматривают зону санитарной охраны (ЗСО), обычно два пояса. Первый пояс — вокруг скважины ограждают территорию в радиусе не менее 30 м. Проект ЗСО разрабатывает проектная организация и согласовывает с местными органами санитарного надзора. Второй пояс — это зона ограничений, т. е. территория, использование которой в зависимости от санитарных условий может быть ограничена.

Условия организации надежной ЗСО:

— скважины, предназначенные для питьевого или хозяйственного водоснабжения, если они расположены вне населенного пункта, промышленного или сельскохозяйственного предприятия, могут быть закреплены одной колонной;

— если грунтовые воды используются только в качестве источника водоснабжения, скважины обязательно закрепляют не менее чем

двумя обсадными колоннами с последующим цементированием кольцевых зазоров между ними;

— основное санитарное требование при сооружении скважин вращательным способом — затрубное цементирование;

— радиоактивные изотопы нельзя использовать в скважине, если предварительно надежно не изолированы горизонты артезианских и целебных вод, а также проницаемые пласты, имеющие сообщение с дневной поверхностью поблизости от буровой;

— активированная жидкость не должна выходить на дневную поверхность;

— по окончании работы территорию скважины и одежду работавших следует проверить и убедиться в отсутствие опасных концентраций радиоактивных веществ;

— остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию таких веществ, необходимо разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

3. В схемах рационального размещения бурового оборудования предусматривают уменьшение земельного отвода и мероприятия по снижению загрязнения.

4. Среди направлений в части ресурсосбережения и снижения экологического ущерба рассматривают вопросы бурения скважин малого и особо малого диаметра и освоение новых прогрессивных технологий с непрерывным выносом керна (гидротранспортом или пневмотранспортом) и др.

5. Необходимо также соблюдать следующие предупредительные мероприятия:

— соответствующую организацию транспортировки реагентов и готовых промывочных жидкостей;

— затаривание россыпных реагентов, максимальное сохранение заводской упаковки, герметизацию при перевозке реагентов и промывочных жидкостей, аккуратную погрузку и разгрузку;

— надлежащее хранение промывочных жидкостей и всех их компонентов;

— применение контейнеров, сооружение специальных помещений и навесов для хранения материалов, предупреждение утечек промывочных жидкостей из желобной системы, предупреждение попадания и перетока дождевых вод через желобную систему;

— своевременную химическую обработку промывочных жидкостей и их очистку, что позволяет дольше сохранять требуемое качество промывочных жидкостей, реже проводить их замену или вообще отказаться от таковой;

— организацию широкого повторного использования промывочных жидкостей после окончания бурения скважины или какого-то ее интервала путем транспортировки их на другие скважины или в специальные емкости-накопители;

— регенерацию промывочных жидкостей;

— восстановление свойств промывочных жидкостей, потерявших восприимчивость к химической обработке, принятой в районе работ, может быть достигнуто применением нетрадиционных для данного месторождения (скважины) реагентов или их комбинаций;

— применение оборотного водоснабжения при бурении разведочных скважин.

Рециркуляционная схема осветления промывочной жидкости при разведочном бурении показана на рис. 15.1.

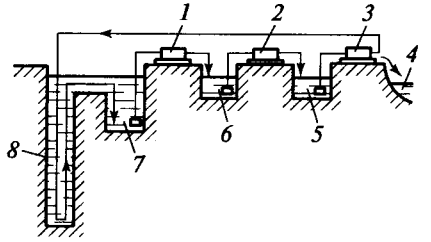


Рис. 15.1. Рециркуляционная схема осветления промывочной жидкости при разведочном бурении

Схема включает насосы *1*, *2*, *3*, отстойники *5*, *6*, *7* и ствол скважины *8*. Подачу промывочной жидкости в скважину осуществляют насосом *3*. Из скважины она самотеком переливается в отстойник *7*, а затем после отстаивания последовательно перекачивается в отстойники *6* и *5*. По окончании бурения скважины всю промывочную жидкость перекачивают в отстойники, из которых впоследствии транспортируется на соседние буровые площадки или сливается в водоем *4*.

Предотвращение поступления значительного количества промывочной жидкости в водоносные пласты обеспечивается технологическими мероприятиями буровых работ, включающими контроль за изменениями параметров промывочной жидкости (плотности, водоотдачи, стабильности и т. д.), плавность пуска и остановки насосов, снижение гидравлических сопротивлений при спуско-подъемных операциях (во избежание превышения гидравлического давления в скважине по сравнению с пластовым).

Бурение скважин уменьшенного и малого диаметров. Уменьшение диаметра бурения разведочных скважин имеет огромное значение, так как, например, каждая скважина обычного диаметра наносит невосполнимый экономический ущерб и занимает площадь до 3 га.

За рубежом рядом ведущих фирм накоплен опыт бурения поисковых и структурных скважин малого диаметра на нефть и газ с применением комплексов со съемным керноприемником на канате, что снижает стоимость работ в 1,5—2 раза и соответственно наносимый экологический ущерб.

В СКБ «Геотехника» разрабатывают комплекс технических средств для бурения со съемными керноприемниками на канате до глубины

4000 м. За основу этой работы был взят опыт создания комплекса КССК-3000, который благодаря применению легкосплавных бурильных труб диаметром 73 мм позволил осуществить бурение установкой УКБ-8 в сложных условиях до глубины 3600 м.

Снижение нарушаемых площадей земной поверхности при устройстве буровых площадок достигают путем сокращения их количества за счет бурения многозабойных скважин. Помимо уменьшения количества площадок соответственно уменьшается число и суммарная протяженность подъездных путей.

Снижение загрязнения окружающей среды буровыми сточными водами (БСВ) осуществляют путем применения повторного использования БСВ после их отстаивания в амбарах; сокращения площади шламовых и отстойных амбаров и способы их гидроизоляции; сооружения наземных сборно-разборных металлических или железобетонных амбаров для хранения бурового раствора и БСВ; использования фундаментальных блоков переносного типа; бетонирования площадок под привышечными сооружениями; контейнерного сбора и вывоза выбуренной породы.

15.3. Охрана атмосферного воздуха

При кустовой и индивидуальной площадке для эксплуатационных и разведочных скважин основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- ✓ котельные;
- ✓ дизельные установки;
- ✓ автотранспорт;
- ✓ сжигание нефти в амбарах;
- ✓ факельные выбросы газа из скважин.

Нормирование выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу производится путем установления значений предельно допустимых выбросов (ПДВ) этих веществ для всех источников выбросов, т. е. такой выброс, при котором концентрация загрязняющих веществ в населенных пунктах будет ниже ПДК. Чтобы рассчитать ПДВ, необходимо произвести инвентаризацию источников загрязнения и определить количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. При бурении скважин эту задачу решают для следующих источников. При работе **буровой установки и электростанции** среднеэксплуатационную скорость выделения загрязняющих веществ определяют по формуле

$$E_i = 2{,}778 \cdot 10^{-4} \cdot e_i B_i, \qquad (15.1)$$

где e_i — среднее за эксплуатационный цикл значение выброса на 1 кг топлива, г/кг;

Загрязняющее вещество	NO_2	CO	SO_2	CH	Акролеин	Сажа
e_i, г/кг	18,1	20,8	7,8	4,16	1,78	5

B_i — средний расход топлива за эксплуатационный цикл работы ДВС, кг/ч.

Средняя за цикл скорость выделения загрязняющего вещества составляет

$$E_{i\,\text{год}} = \frac{1{,}44 \cdot 10^{-4} E_i G_{\text{год}}}{B_{\text{год}}}, \qquad (15.2)$$

где G — количество топлива, израсходованного дизельной установкой за период эксплуатации.

Выброс вредного вещества в год, кг/цикл

$$G_{\text{в. в}} = 3{,}54 \cdot 10^4 E_{i\,\text{год}}. \qquad (15.3)$$

При работе **котельной установки** производится расчет выделения сажи, оксидов серы, углерода, азота.

Расчет выбросов сажи, т. е. твердых частиц летучей золы и недогоревшего топлива при сжигании твердого топлива и мазута, г/с:

$$П_{\text{с}} = 0{,}01 \cdot BA^{\text{г}}, \qquad (15.4)$$

где B — расход топлива, г/с; $A^{\text{г}}$ — зольность топлива — 0,1 %.

Оксиды серы, г/с:

$$П_{SO_2} = 0{,}02 \cdot BS^{\text{г}}, \qquad (15.5)$$

где B — расход топлива, г/с; $S^{\text{г}}$ — содержание серы в топливе, $S^{\text{г}} = 0{,}26$ %.

Оксид углерода, г/с:

$$П_{CO} = 0{,}001 \cdot BC_{CO}, \qquad (15.6)$$

где B — расход топлива, г/с; C_{CO} — выход оксида углерода при сжигании топлива, $C_{CO} \sim 12{,}96$ кг/г.

Оксиды азота, г/с:

$$П_{NO_2} = 0{,}001 \cdot BQ^{\text{г}}K, \qquad (15.7)$$

где B — расход топлива, г/с; $Q^{\text{г}}$ — низшая теплота сгорания топлива, $Q^{\text{г}} = 33$ мД/кг; K — параметр, характеризующий количество оксида азота, образующего на 1 Дж тепла, $K = 0{,}09$.

Сжигание нефтяного газа на факельной установке нефти в амбаре

В процессе освоения скважины поступающий пластовый флюдит подвергают сепарации, в результате которой попутный газ сжигается, а пластовая жидкость собирается в емкость.

Расход выходящей смеси из амбара:

$$B_{\text{т}} = 1{,}3\frac{\omega_0 D_{\text{э}}}{H}, \qquad (15.8)$$

где ω_0 — средняя скорость выхода смеси в атмосферу:

$$\omega_0 = \frac{V_1}{LB_{\text{т}}}, \qquad (15.9)$$

где V_1 — расход выходящей газовоздушной смеси, м/с; $D_{\text{э}}$ — эффективный диаметр устья источника:

$$D_{\text{э}} = \frac{2LB_{\text{т}}}{L + B_{\text{т}}}, \qquad (15.10)$$

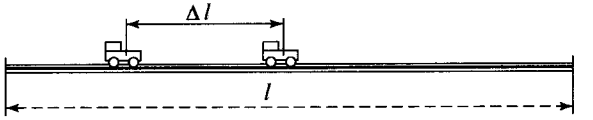
где L — длина амбара, м; $B_{\text{т}}$ — ширина амбара, м; H — высота амбара, м.

Выбросы загрязняющих веществ при сжигании газа

$$M_i = K_i B_i, \qquad (15.11)$$

где B_i — расход газа, г/с; K_i — коэффициент условия сгорания газа для $K_{CO} = 0{,}25$; $K_{CH} = 3 \cdot 10^{-2}$; $K_{NO_2} = 2 \cdot 10^{-3}$; $K_c = 3 \cdot 10^{-2}$.

Автомобильный транспорт рассматривается в принципе как линейный источник выделения вредностей:



При расчетах берут: длину магистрали — l; число автомашин на магистрали — N; интервал между машинами — Δl, с; число машин, прошедших через контрольный пункт (к. п.) туда и обратно — n, мин; среднюю скорость автомобиля — v, м/с;

Количество выделяющихся вредных веществ определяют по формуле

$$M = KG, \qquad (15.12)$$

где G — количество расходуемого топлива, кг; K — коэффициент выхода загрязняющих веществ:

Для бензиновых двигателей	*Для дизельных двигателей*
$K = 0{,}6$ для CO	$K = 0{,}1$ для CO
$K = 0{,}1$ для CH	$K = 0{,}03$ для CH
$K = 0{,}04$ для NO_2	$K = 0{,}04$ для NO_2

Среднее число автомашин на магистрали:

$$N = \frac{1}{\Delta l}, \qquad (15.13)$$

но $\Delta l = \Delta\tau v$ или $\Delta\tau = 60/n$.

Отсюда

$$N = \frac{1 \cdot n}{60 \cdot v}. \qquad (15.14)$$

Считая, что на 1 км пути расходуется 100 г топлива, имеем

$$g = \frac{100 \cdot v}{1000} = 0{,}1 \cdot v, \qquad (15.15)$$

где g — расход горючего, г/с.

Откуда расход топлива всеми машинами, г/с:

$$G = \frac{nl}{600}. \qquad (15.16)$$

15.4. Охрана почвенных ресурсов

В комплекс предупредительных мероприятий, уменьшающих загрязнение поверхности земли, входят:

✓ надлежащая организация транспортировки исходных компонентов, особенно реагентов, синтетических смол, отвердителей и хранения всех компонентов тампонажных составов;

✓ выбор и использование безвредных тампонажных составов;

✓ организация приготовления и использования тампонажных составов, которая бы исключала потери компонентов;

✓ организация сбора, вывозки, хранения и последующей нейтрализации сточных вод — продуктов промывки бурового и тампонажного инструмента и оборудования после использования тампонажных растворов.

Подъездные пути с коммуникациями между буровой установкой и существующими транспортными сетями на сельскохозяйственных землях или лесных угодьях необходимо прокладывать по кратчайшим расстояниям с максимальным использованием имеющихся дорог.

Оформление и отвод земельных участков проводят в соответствии с земельным законодательством, земельными кодексами и положениями об отводе земель. Буровые организации возмещают убытки землепользователям и потери сельскохозяйственного производства, связанные с временным изъятием земельных угодий.

С целью *сокращения потерь и ограничения поступлений в почву ГСМ* при работе буровых установок монтируют насосы для заправки топливом двигателей, а также устанавливают тару (противни) под дизели для сбора ГСМ. По окончании буровых работ проводят тщательную рекультивацию земель.

Для сбора отработанных масел буровых насосов, коробок скоростей и дизельных агрегатов на стационарной платформе (в море) устанавливают две емкости, из которых одну размещают под подвышенным постаментом непосредственно на настиле, а вторую — в насосном сарае под настилом. Отработанные масла отводят в емкости по коллектору, от емкости к причальной площадке прокладывают трубопровод, который заканчивается вентилем и фланцевым соединением. Под силовыми дизельными агрегатами, приводом насосов и лебедки, в местах возможности утечек и разливов ГСМ устанавливают поддоны из листовой стали.

В комплекс природоохранных мероприятий входят мероприятия, связанные с *рекультивацией*, которая позволяет приводить земельные участки в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном и рыбном хозяйстве. Рекультивацию земель проводят по окончании буровых работ с последующей передачей их по актам землепользователям. Даже незначительный ущерб, нанесенный окружающей среде, может привести к значительным трудно предсказуемым последствиям в будущем.

Организации, проводящие буровые работы на представленных им во временное пользование сельскохозяйственных землях или лесных

угодьях, обязаны за свой счет приводить эти земельные участки в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном или рыбном хозяйстве. В объемы работ по рекультивации земли, занятой под буровую установку, включают следующие виды работ:

✓ до начала строительно-монтажных работ снимают почвенный (плодородный) слой и складируют на отдельной площадке;

✓ ликвидируют фундамент после демонтажа бурового оборудования;

✓ освобождают оставшуюся в емкостях и отстойниках промывочную жидкость и шлам горных пород;

✓ ликвидируют загрязнения почвы горюче-смазочными и другими вредными для почвы и растений материалами;

✓ производят планировку площадки и нанесение ранее снятого плодородного слоя.

Обязательным условием успешной рекультивации земли после завершения бурения скважины является ликвидация желобной системы с предварительным сбором шлама, удалением из отстойников и приемных емкостей промывочной жидкости или ее обезвреживанием. В противном случае при засыпке приемных емкостей промывочная жидкость будет вытеснена на поверхность, что повлечет загрязнение плодородного слоя земли.

В процессе производства работ необходимо принимать меры против последствий, приводящих к эрозии почвы и оврагообразованию. При производстве буровых работ на Севере следует бережно относиться к растительному слою, находящемуся над многолетнемерзлыми породами. Снятие растительного покрова приводит к термоэрозии, заболачиванию и образованию термокарстов, быстрому развитию оврагов на склонах. В связи с этим после окончания бурения необходимо засыпать все отстойники и ямы и восстановить растительный слой.

15.5. Охрана подземных вод

Под охраной подземных вод понимают систему мер, направленных на предотвращение последствий загрязнения подземных вод промывочной жидкостью, химреагентами, БСВ и т. д. и распространения загрязнения.

Требования к охране вод:

✓ использование подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевым и бытовым назначением, не допускается;

✓ подземные воды, не отнесенные к категории питьевых или минеральных, могут быть использованы для извлечения содержащихся в них химических элементов и других производственных нужд с соблюдением требований рационального использования и охраны вод;

✓ водопотребители обязаны принимать меры к полному прекращению сброса в водные объекты вод, содержащих загрязняющие вещества;

✓ предприятия, деятельность которых влияет на состояние вод, обязаны проводить технические мероприятия, обеспечивающие охрану подземных вод от загрязнения.

Из перечисленных положений следует, что все подземные воды, особенно питьевые и минеральные, должны быть под охраной.

Применение промывочных жидкостей и химических реагентов должно исключать загрязнение подземных вод и других видов полезных ископаемых. Рекомендуются следующие мероприятия: использование специальных усовершенствованных циркуляционных систем с закрытым трубопроводом, снижающих вероятность загрязнения почвы, подземных вод химическими реагентами; повышение надежности обычных циркуляционных систем; сбор, обработка и обезвреживание использованной промывочной жидкости и шлама и вывоз их в специально отведенные места захоронения; полный отказ от использования земляных амбаров и замена их металлическими резервуарами большой емкости.

При бурении с пеной необходимо принимать меры, предотвращающие попадание ПАВ в природные водные объекты. Контроль за возможным попаданием ПАВ, как и любых других химических реагентов, используемых при бурении, в водоемы необходимо проводить геологическими организациями в сроки, согласованные с органами Госсанинспекции. При наличии в скважине сильных водопритоков следует немедленно прекратить бурение скважин и принять меры по изоляции водоносного горизонта тампонированием или крепление обсадных труб.

Выбор метода очистки БСВ зависит от степени дисперсности частиц, физико-химических свойств и концентрации примесей, а также требований, обусловленных направлением утилизации очищенной воды.

Наиболее простым и доступным методом очистки является механический. Это предварительный способ очистки сточных вод. Он включает отстаивание, центрифугирование и фильтрацию, позволяет удалять из сточных вод нерастворимые примеси различной степени дисперсности.

Относительно высокой производительностью, компактностью и простотой конструкции обладает гидроциклонный способ очистки БСВ, которые собирают в емкость, с помощью центробежного насоса направляют для очистки в гидроциклон. При этом твердые частицы по желобу отводят в контейнер, а очищенную жидкость вновь направляют в емкость. Давление на входе в гидроциклон регулируют задвижкой и контролируют манометром. После рециркуляции в течение 10—15 мин очищенная вода готова для повторного использования.

Известны результаты очистки промышленных сточных вод от взвешенных частиц и нефти с помощью гидроциклонов. Основные преимущества данного способа очистки — относительно высокая производительность, компактность и простота конструкции. Схема гидроциклонной установки для очистки буровых сточных вод, согласно которой БСВ собираются в емкость *1* объемом 2—3 м^3, представлена на рис. 15.2.

С помощью центробежного насоса *2* эти воды направляются для очистки в гидроциклон *5*. При этом твердые частицы по желобу *6* отводятся в контейнер, а очищенная жидкость вновь направляется в емкость *1*. Давление на входе в гидроциклон регулируют задвижкой *3* и контролируют с помощью манометра *4*, после рециркуляции

в течение 10—15 мин с помощью задвижки *7* очищенная вода направляется для повторного использования.

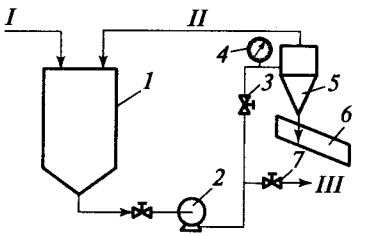


Рис. 15.2. Схема гидроциклонной установки для очистки буровых сточных вод:

I — буровые сточные воды; *II* — очищенная жидкость; *III* — на повторное использование

Очистка буровой сточной воды на основе глинистого раствора, утяжеленного баритом, в гидроциклоне диаметром 0,075 м показала, что эффективность очистки составляет 78—81 % при незначительных потерях (0,5—0,7 %) жидкой фазы через загрузочное отверстие гид-роциклона. Однако остаточное содержание твердой фазы в очищенной жидкости довольно высокое и составляет 4,4—10,2 г/л. В гидроциклонах обеспечивается отделение минеральных частиц диаметром более 15—20 мкм. Следовательно, основная фракция взвешенных веществ (высокодисперсная и коллоидная) остается в сточной воде. Этот метод неэффективен и в отношении органических загрязнителей.

Для уменьшения загрязнения водоемов при бурении в море и океане сточные технические воды, избыточный буровой раствор, шлам иногда собирают в емкости и контейнеры, а затем отправляют на берег для уничтожения. В большинстве случаев буровики стремятся все отходы транспортировать по трубопроводу на дно моря, основываясь на том, что все вредные вещества у морского дна сильно разбавляются, а отложения шлама и твердые частицы локализируются вблизи платформы, не загрязняя большие территории. Однако в случае обнаружения опасных концентраций токсичных веществ службы по охране окружающей среды имеют право наложить штраф на производителя буровых работ или запретить дальнейшее бурение скважин до тех пор, пока не будут соблюдены требования охраны окружающей среды.

Ликвидационное тампонирование — это одна из мер по охране недр для предотвращения загрязнения и засорения водоносных горизонтов и залежей полезных ископаемых через скважину, а также смешения вод различного качества после окончания бурения разведочных скважин. В скважинах, вскрывших зоны поглощений и водогазопроявлений, проводят специальное тампонирование, которое заключается в полном или частичном заполнении ствола тампонажной смесью или в установке цементных мостов.

Перед ликвидационным тампонированием скважину промывают промывочной жидкостью, с использованием которой осуществлялось бурение (для полной очистки забоя и ствола). Для лучшего контакта тампонирующего камня со стенками скважины толщина глинистой корки не должна превышать 0,5 мм (достигается интенсивной промывкой при высокой скорости восходящего потока). Порцию тампонажной смеси готовят из расчета заполнения всего объема определенного интервала, а тампонажную смесь доставляют в скважину через бурильную колонну.

Для ликвидационного тампонирования применяют суглинисто-цементные, суглинисто-песчано-цементные, цементно-песчаные тампонажные смеси, отверждающий глинистый раствор (ОГР).

Предупредить загрязнение проницаемых горизонтов можно главным образом использованием безвредных тампонажных составов и уменьшением их расхода. Неиспользованные тампонажные растворы необходимо тщательно собирать и закапывать. Тампонажный раствор, выходящий из затрубного пространства обсадных колонн, должен быть обязательно собран, отвержден и также закопан или утилизирован.

Требуемые объемы тампонажных растворов необходимо рассчитывать тщательно с использованием обоснованных исходных данных.

15.6. Складирование (утилизация) отходов бурения

Интенсивный рост объемов буровых работ, не подкрепленный научным предвидением возможных негативных последствий, в настоящее время наиболее остро проявляется в загрязнении окружающей среды производственно-технологическими отходами бурения. Размещение в объектах природной среды отходов бурения, превышающих пороговую ассимилирующую способность этой среды, является одной из основных причин ухудшения качества окружающей среды в районе ведения буровых работ.

В настоящее время в буровой практике используют ряд прогрессивных методов утилизации ОБР, наиболее эффективными из которых являются:

1. Повторное использование ОБР бурения новых скважин (наиболее доступное направление). Это направление оправдано не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов. В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако оно не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ и при значительной удаленности буровых друг от друга, что экономически не выгодно.

2. Регенерация активных компонентов буровых растворов путем получения из него глинопорошка удовлетворительного качества. Метод имеет недостаток — значительный расход углеводородного топлива на производство глинопорошка, при этом утилизации подлежит лишь отработанный глинистый раствор плотностью 1170—1200 кг/м^3.

3. Регенерация некоторых химических реагентов из отработанных буровых растворов путем обработки их специальными микроорганизмами и штаммами. Эта технология имеет ограниченное применение в зарубежной практике бурения из-за селективности действия используемых микроорганизмов и высокой чувствительности их к составу утилизируемого раствора.

4. Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин (в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин или в качестве основного тампонажного материала).

5. Основное направление работ концентрируется на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и бурового шлама. Предусматривается разделение ОБР на жидкую и твердую фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. Методы обезвреживания бурового шлама: окисление и гидрофобизация поверхности (более эффективен); термическая обработка шламовых масс (безреагентный метод).

6. Основными направлениями утилизации буровых шламов являются:

✓ получение мелиорантов и структурообразователей почв для рекультивации;

✓ производство керамзита и грубой строительной керамики; дорожное строительство;

✓ подземное захоронение в поглощающие горизонты.

Получаемый буровой шлам не может быть использован в качестве основы удобряющих компонентов и структурообразователей почвы, так как в своем составе содержит нефть, а также токсичные для почв минеральные соли.

Использование бурового шлама в дорожном строительстве — одно из интересных направлений его утилизации. Однако практическая полезность и экологическая чистота этого метода, а также его экономическая состоятельность еще не доказаны и требуют всесторонних исследований.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации бурового шлама, самым доступным является его ликвидация путем захоронения в специально отведенном земляном амбаре на территории буровой.

Практикуется захоронение отработанных буровых растворов и шлама в специально отведенных местах в глубоко залегающих в земле горизонтах горных пород.

Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено с транспортными расходами, но часто данный метод является единственно возможным вариантом решения природоохранной проблемы. Наибольшее распространение в отечественной практике получило захоронение отработанных буровых растворов и шлама в земляных амбарах непосредственно на буровой. Этот самый доступный и практически легко осуществимый метод захоронения в то же время является экологически непригодным, поскольку не исключает загрязнения почвы и почвенных вод. Экологически состоятельным он может стать лишь при условии обезвреживания захороняемой

массы, которое может быть достигнуто двумя путями — физико-химической нейтрализацией и отверждением.

Непригодные (отработавшие) промывочные жидкости целесообразно складировать в бункерах-накопителях с последующей утилизацией или обезвоживанием. Такая промывочная жидкость может служить основой или активной частью твердеющего тампонажного раствора.

Буровые растворы на углеводородной основе следует хранить в закрытых металлических емкостях и специальных складах, а выбуренную с применением такого раствора породу собирать в металлические емкости и перед захоронением промывать в водном растворе ПАВ с целью извлечения адсорбированных на частицах породы нефтепродуктов либо подвергать термической обработке.

С целью охраны окружающей среды (у нас и за рубежом) используют захоронение производственных сточных вод.

Наибольший опыт подземного захоронения БСВ накоплен в Западной Сибири. Однако во многих районах при захоронении БСВ в поглощающие горизонты необходимо провести исследования по обоснованию требований к составу и свойствам стоков с учетом коллекторских свойств пласта и физико-химических особенностей насыщающего его флюида. Во многих случаях отсутствовала технология с обоснованием параметров закачки и методов контроля. Следовательно, необходимо разработать требования к качеству и составу закачиваемых вод.

Выбор технологии ликвидации земляных амбаров — один из наиболее ответственных этапов проектирования. В случае неверно принятого решения земляной амбар может превратиться в долговременный очаг вторичного загрязнения окружающей природной среды. Возможны два пути ликвидации амбаров — с сохранением и без сохранения их содержимого.

Обязательными условиями захоронения отходов в амбарах являются предварительное их обезвреживание и отверждение. В ряде случаев эти операции могут быть совмещены, так как при использовании эффективной технологии отверждения получаемая твердая масса практически водонерастворима, что является гарантией отсутствия миграции вредных веществ из отходов в окружающую природную среду. Однако обезвреживание отходов путем отверждения не является полным решением данной проблемы, так как достигнутое таким образом обезвреживание является условным, поскольку заключается лишь в снижении скорости поступления вредных веществ в природную среду. Кроме того, некоторые отвердители, например карбамидные смолы, в процессе отверждения выделяют токсичные вещества в количествах, многократно превышающих ПДК.

При ликвидации амбаров без сохранения их содержимого отходы бурения и испытания скважин вывозят на полигоны по захоронению промышленных отходов или в другие специально отведенные места, например заброшенные карьеры. Такая технология ликвидации амбаров является дорогостоящей, так как требует значительных транспортных расходов. Кроме того, за размещение отходов взимается плата, размер которой зависит от степени токсичности отходов. Во избежании лишних затрат на строительство скважины следует тщательно обосновывать технологию ее строительства, в частности, программу промывки скважины, не допуская использование неэкологичных технологий.

15.7. Геоэкологический мониторинг [1]

При геоэкологических исследованиях находят применение прогрессивные технологии с использованием двойной концентрической бурильной колонны, выносом керна и разрушенной породы восходящим потоком жидкости, газа или пенных систем.

Комплексы технических средств для реализации этой технологии созданы на базе установок УРБ-2А2 (КГК-Г и КГК-П), БА-15В (КГШК-500). Рассматривается вопрос о создании универсального комплекса на базе установки ПБУ-1, выпускаемой с различными транспортными базами. Испытания и эксплуатация комплексов КГК свидетельствуют о значительном (в 2—3 раза) ускорении сооружения скважин, повышении качества работ и сокращении затрат времени на освоение, что связано с предотвращением кольматации водоносных горизонтов.

Достигнутые результаты подтверждают экономичность бурения с пневмотранспортом шлама по двойной колонне. За рубежом в последние годы он стал одним из основных способов, применяемых при бурении скважин для водоснабжения и геоэкологического мониторинга.

В настоящее время созданы предпосылки для значительного расширения области применения технологии бурения с гидротранспортом разрушенной породы. В частности, разработаны комплексы, обеспечивающие сооружение скважин для водоснабжения и других целей на глубину 150 м с использованием бурильных труб диаметром 89 мм при начальном диаметре 190 и конечном 151 мм, а также на глубину 500 м с трубами диаметром 108 мм, начальном и конечном диаметрах соответственно 270 и 190 мм. Первый комплекс базируется на установке УРБ-2А2, второй — на БА-15В. Эти комплексы дают возможность не только повысить скорость сооружения скважин в 2—2,5 раза, но и улучшить качество вскрытия водоносных горизонтов, уменьшив или вообще исключив их кольматацию. Получены положительные результаты и при бурении на глубину до 50—80 м с применением воздуха или газожидкостной смеси, что позволяет упростить организацию работы в осенне-зимних условиях, сократить расход воды и повысить достоверность встречи водоносных горизонтов.

[1] Мониторинг — наблюдение, оценка и прогноз состояния окружающей среды в связи с хозяйственной деятельностью человека.

Охрана окружающей среды на месторождении нефти или газа в течение всего срока его разработки должна сопровождаться регулярными наблюдениями за изменением гидрогеологических условий поверхностных и подземных пресных вод по контрольным пунктам на реках, водоемах, болотах, в колодцах, рудниках, артезианских скважинах и других объектах.

15.8. Охрана недр и окружающей среды при разработке проекта на строительство скважин

В этом разделе приведены мероприятия по охране морей, водоемов, почвы и атмосферного воздуха от загрязнения сточными водами и промышленными сборами на основе исходных данных, полученных от санитарно-эпидемиологической, гидрогеологической и других служб, характеризующих естественное состояние водоема, атмосферного воздуха, включая утилизацию элементов, содержащихся в сточных водах и выбросов в атмосферу, их очистку и обезвреживание. Приведены обоснования и расчет технических средств для осуществления этих мероприятий.

Согласно СНиП 11.01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» в составе проектной документации должен быть разработан раздел «Охрана окружающей среды», включающий следующие основные подразделы:

- ✓ охрана и рациональное использование земельных ресурсов;
- ✓ охрана атмосферного воздуха от загрязнения;
- ✓ охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения;
- ✓ охрана окружающей среды при складировании (утилизации) отходов промышленных производств;
- ✓ охрана растительности и животного мира;
- ✓ прогноз изменения состояния окружающей среды под воздействием проектируемого объекта;
- ✓ эколого-экономическая эффективность строительства, реконструкции, технического перевооружения объекта.

Проектные материалы по охране морей разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 17.13.05—82, методических и нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, исходя из конкретных условий производства работ.

Проектные документы по охране водоемов от загрязнения сточными водами и промышленными выбросами разрабатывают с учетом требований Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. В случае необходимости сброса сточных вод в водоемы в проекте определяют величину предельнодопустимого сброса для каждого загрязняющего вещества в сточных водах. В этом случае концентрация загрязняющего вещества в водоеме на расстоянии 1 км до места водозабора должна составлять

$$C_{ст} = \frac{\gamma Q}{q}(C_{ПДК} - C_{р}) + C_{ПДК}, \qquad (15.17)$$

где γ — коэффициент смешения, показывающий, какая часть воды водотока участвует в разбавлении; q — максимальный расход сточных вод; Q — минимальный расход воды в водотоке; $C_{ПДК}$ — ПДК загрязняющего вещества в водотоке.

Коэффициент смешения зависит от гидравлических параметров водотока. Если $C_{ст}$ больше концентрации загрязняющего вещества, сбрасываемого в водоток, то требуется очистка сточных вод перед сбросом.

Объем и содержание проектных материалов по охране атмосферного воздуха от загрязнения устанавливают с учетом требований ГОСТ 17.2.3.02—78, методических и нормативных документов, согласованных и утвержденных в установленном порядке с органами государственного надзора, устанавливающими порядок разработки, рассмотрения и согласования воздухоохранных мероприятий. Основой этого раздела является определение предельно допустимого выброса (ПДВ). Значение ПДВ (г/с) для одиночного источника с круглым сечением устья для каждого ЗВ рассчитывают по формуле

$$ПДВ = \frac{(ПДК - Z_{ф}H^{2})}{AFm\eta}\sqrt[3]{V_{1}\Delta T}, \qquad (15.18)$$

где A — коэффициент стратификации атмосферы, зависящий от температурного градиента и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания выбросов (для центра России принимают значение — 120); m — масса вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с; V_1 — объем выбрасываемой газовоздушной смеси, м^3/с; H — высота трубы, м; F — коэффициент, учитывающий скорость оседания взвешенных частиц выброса в атмосфере (для газов равен 1, для пыли при эффективности очистки газоочистной установки более 0,9 $F = 2{,}5$ и менее 0,75 $F = 3$); ΔT — разность между температурой выбрасываемой газовоздушной смеси и температурой окружающего атмосферного воздуха, равной средней температуре самого жаркого месяца в 13 ч; η — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (обычно равен 1); $Z_{ф}$ — фоновая концентрация загрязняющего вещества.

Состав проектной документации по восстановлению (рекультивации) земельного участка, охране недр и животного мира определяют с учетом требований нормативных актов, утвержденных в соответствии с действующими законами о недрах, по охране и использованию животного мира и положениями по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ, а также с уче-

том других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

Предусматривают объемы работ по рекультивации земельного участка и использованию плодородного слоя почвы. При биологическом этапе проводят работы по повышению плодородия рекультивируемых земель в соответствии с проектом на рекультивацию.

Раздел должен содержать проектные решения:

— по способам снятия и хранения плодородного слоя почвы, транспортировки его к месту укладки (или временного хранения), нанесения плодородного слоя почвы на восстанавливаемый земельный участок;

— по восстановлению земельного участка и приведению его в соответствие, пригодное для использования по назначению, устройству инженерных сетей и коммуникаций, для дренажа, по планировке участка и др.

Кроме того, раздел должен включать мероприятия по предупреждению растепления при бурении в районах вечной мерзлоты.

Необходимо также предусмотреть объемы работ, материалы и технические средства, используемые при выполнении работ по ликвидации или консервации скважины.

При проведении ликвидационных работ по скважине должны быть обеспечены надежное разобщение и изоляция всех вскрытых пластов, исключающие перетоки пластовых вод и загрязнение вышележащих горизонтов пресных вод.

15.9. Основные пути решения экологических проблем при бурении скважин

В настоящее время охрана окружающей среды стала одной из актуальных проблем современности. Необходимость бережного отношения к природе за последние десятилетия получила глубокое отражение в различных государственных решениях и постановлениях. Поэтому большое значение при ведении буровых работ имеют технико-экономические аспекты охраны окружающей природной среды, заключающиеся в рациональном выборе технологии производственных процессов, технических средств, которые обеспечивают реализацию необходимых природоохранных мероприятий при наименьших экономических затратах.

Основные источники загрязнения окружающей среды при бурении:

✓ промывочная жидкость и реагенты, используемые для регулирования ее свойств;

✓ частицы горных пород, выносимые потоком промывочной жидкости из скважины или выбрасываемые из нее во время открытого фонтанирования;

✓ пластовые жидкости, выходящие из скважины с потоком промывочной жидкости либо изливающиеся во время газонефтепроявлений, при освоении и испытании;

✓ нефть и нефтепродукты.

Загрязнение окружающей среды при использовании тампонажных растворов происходит при потерях составляющих компонентов на поверхности и при попадании их в проницаемые горизонты в результате несхватывания раствора или выщелачивания тампонажного камня. Устраняют это комплексом предупредительных мероприятий и в меньшей степени мерами, связанными с ликвидацией излишних объемов заготовленных тампонажных составов.

Свести к минимуму загрязнение окружающей среды при бурении скважин можно только путем комплексного решения задач:

— для хранения промывочных жидкостей, реагентов, нефти и нефтепродуктов использовать металлические емкости;

— для сбора и временного хранения всей выбуренной породы, пластовых и буровых сточных вод, а также нефти, изливающейся из скважины при ее освоении, нефтегазовых выбросах и открытых фонтанах,— земляные амбары с достаточно высокой и надежной обваловкой;

— дно и стенки земляных амбаров должны иметь хорошую гидроизоляцию, чтобы хранящиеся в ней жидкости и химреагенты не могли проникнуть в горизонты грунтовых вод и естественные водоемы.

Более приемлемо захоронение шлама на территории буровой, но для этого он должен быть обезврежен. Работы по обезвреживанию бурового шлама ведутся двумя методами: физико-химическими (окисление, гидрофобизация) и термическими (сжигание органических веществ в печах при высокой температуре). Анализ состояния вопроса захоронения ОБР и бурового шлама свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от загрязнения. Целесообразно организовать очистку и повторное использование БСВ. Обезвреживание отходов позволяет повысить экологичность и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и шламом, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Существуют различные пути освобождения территории буровой от оставшейся в емкостях промывочной жидкости и шлама горных пород:

— транспортировка оставшейся промывочной жидкости и шлама в зоны катастрофического поглощения в соседних бурящихся скважинах, если эти зоны не содержат пресные или целебные воды и не сообщаются с горизонтами таких вод, акваториями и атмосферой;

— сбор всего шлама и оставшейся жидкости в металлические контейнеры и вывоз для захоронения в специальные шламохранилища;

— отверждения промывочной жидкости на водной основе добавками минеральных вяжущих и полимерных материалов для использования в качестве строительного материала.

Особого внимания заслуживает проблема защиты окружающей среды при применении растворов на углеводородной основе, поскольку нефть и нефтепродукты представляют собой устойчивые загрязнители среды.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. *Басарыгин Ю. М.* Вопросы охраны окружающей среды//Заканчивание скважин/А. И. Булатов, Ю. М. Проселков.— М.: Недра, 2000.

2. *Блинов Г. А.* Охрана окружающей природной среды при бурении скважин на твердые полезные ископаемые/Ю. П. Яковлев, В. И. Васильев.— СПб.: Изд-во ВИТР, 2000.

3. *Брылин В. И.* Бурение скважин на россыпи.— Томск: Изд-во ТПУ, 2000.

4. *Власюк В. И.* Бурение вентиляционных скважин большого диаметра в твердых породах//Разведка и охрана недр. 1983, № 3. С. 31—33.

5. *Власюк В. И.* Новые технологии в создании и использовании алмазного породоразрушающего инструмента/Ю. Е. Будюков, Л. К. Горшков, А. И. Осецкий, С. Я. Рябчиков, В. И. Спирин.— М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2002.—140 с.

6. *Ганджумян Р. А.* Практические расчеты в разведочном бурении.— М.: Недра, 1986.

7. *Горшков Л. К.* Температурные режимы алмазного бурения/В. Г. Гореликов.— М.: Недра, 1992.

8. *Калинин А. Г.* Разведочное бурение/О. В. Ошкордин, В. М. Питерский, Н. В. Соловьев.— М.: Изд-во Недра, 2002.— 748 с.

9. *Керимов В. А.* Техника бурения скважин большого диаметра.— М.: Недра, 1983.— 94 с.

10. *Кренделев В. П.* и др. Техника и технология ударно-канатного бурения при разведке россыпей.— М.: Недра, 1979.

11. *Кривошеев В. В.* Искривление скважин в анизотропных породах.— Томск: Изд-во НТЛ, 1999.— 240 с.

12. *Куликов И. В.* Пневмоударное бурение разведочных скважин/В. Н. Воронов, Н. И. Николаев.— М.: Недра, 1989.— 240 с.

13. *Кудряшов Б. Б.* Бурение скважин в сложных условиях/А. М. Яковлев.— М.: Недра, 1987.— 269 с.

14. *Минаков В. М.* Практическое руководство для бурения скважин на россыпных месторождениях/Б. П. Макоров, И. В. Морозов.— М.: ООО «Геоинформцентр», 2002.

15. Новые технологии и технические средства для сооружения, освоения и ликвидации гидрогеологических скважин/Под ред. Д. Н. Башкатова.— М.: ООО «Геоинформцентр», 2002.— 188 с.

16. *Соловьев Н. В.* Охрана окружающей среды при бурении скважин/ Н. В. Демин, Р. А. Ганджумян, И. Д. Бронников.— М.: Изд-во МГГРУ, 2004.— 57 с.

17. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 3-х томах/Е. А. Козловский.— М.: Недра, 1984.

18. Утилизация отработанных буровых растворов за рубежом//Бурение, 1982. № 13. С. 9—11.

19. *Храменков В. Г.* Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин.— Томск: Изд-во ТПУ, 2004.— 300 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3

Глава 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН 5

1.1. Классификация буровых скважин по целевому назначению 7
1.2. Классификация способов бурения скважин 10

Глава 2. РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН 13

2.1. Горные породы 14
2.2. Механические и технологические свойства горных пород 17
2.3. Способы разрушения пород при бурении 42
2.4. Разрушение горных пород при ударном бурении 43
2.5. Разрушение горных пород при вращательном бурении твердосплавным инструментом 49
2.6. Разрушение горных пород алмазным инструментом 59
2.7. Разрушение горных пород при бурении шарошечными долотами 67
2.8. Разрушение пород при ударно-вращательном бурении 72
2.9. Перспективные способы разрушения горных пород при бурении 85
2.10. Оценка эффективности процесса бурения 99
Литература 101

Глава 3. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ 102

3.1. Твердосплавные коронки и технология бурения 103
3.2. Алмазный породоразрушающий инструмент и технология бурения 112
3.3. Алмазное бурение с использованием двойных колонковых труб 161
3.4. Технология бурения снарядами со съемными керноприемниками 165
3.5. Бурение с использованием эжекторных снарядов 174
3.6. Долота для бескернового бурения 176
3.7. Технология бескернового бурения 187
3.8. Объемное упрочнение породоразрушающего инструмента 191
Литература 194

Глава 4. БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ 195

4.1. Буровые установки 195
4.2. Буровые насосы 228
4.3. Силовые приводы буровых установок 235
4.4. Буровые вышки и мачты 243
4.5. Талевые системы 251
Литература 257

Глава 5. БУРОВАЯ ГИДРОАЭРОМЕХАНИКА И ЭЛЕМЕНТЫ ГИДРОПНЕВМОПРИВОДА 258

5.1. Параметры состояния жидкостей и газов 259
5.2. Абсорбция и дегазация жидкостей. Растворение твердых и жидких веществ 260
5.3. Кипение, конденсация и кавитация жидкостей 261
5.4. Осмотическое давление 262
5.5. Капиллярное поднятие (опускание) жидкости 263
5.6. Вязкость жидкостей и газов 265
5.7. Основные уравнения гидростатики и газовой статики 266
5.8. Относительное движение жидкости (газа) и твердого тела 269
5.9. Кинематика жидкости и газа 271
5.10. Гидроаэродинамика потоков 272

5.11. Гидравлический удар в трубах . . . 283
5.12. Сила давления и сила реакции струи жидкости . . . 284
5.13. Элементы бурового гидропневмопривода . . . 286
5.14. Расчет промывки (продувки) скважин и выбор бурового насоса (компрессора) . . . 288
Литература . . . 298

Глава 6. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ . . . 299

6.1. Назначение и классификация . . . 299
6.2. Технологические параметры промывочных жидкостей и методы их определения . . . 302
6.3. Материалы и реагенты. Глины . . . 310
6.4. Промывочные жидкости и области их рационального применения . . . 320
6.5. Технология бурения с применением газообразных агентов . . . 344
6.6. Технология бурения с использованием газожидкостных смесей . . . 347
6.7. Расчеты, связанные с приготовлением промывочных жидкостей . . . 362
Литература . . . 366

Глава 7. БУРИЛЬНЫЕ, ОБСАДНЫЕ И КОЛОНКОВЫЕ ТРУБЫ . . . 367

7.1. Назначение и конструкции бурильных труб . . . 367
7.2. Основные параметры современных бурильных труб . . . 370
7.3. Назначение и современные конструкции обсадных и колонковых труб . . . 374
7.4. Расчет бурильной колонны на прочность. Обеспечение ее герметичности . . . 381
7.5. Оптимизация работы бурильной колонны . . . 388
7.6. Расчет обсадной колонны на прочность . . . 395
Литература . . . 397

Глава 8. БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН БЕЗ ОЧИСТНОГО АГЕНТА . . . 398

8.1. Общая характеристика группы . . . 398
8.2. Ударное бурение и его разновидности . . . 400
8.3. Медленновращательное и комбинированное бурение . . . 424
8.4. Бурение методом внедрения инструмента . . . 428
8.5. Вибрационное бурение . . . 432
8.6. Шнековое бурение . . . 444
Литература . . . 457

Глава 9. СООРУЖЕНИЕ СКВАЖИН НА ВОДУ . . . 458

9.1. Способы бурения . . . 459
9.2. Конструкции скважин . . . 462
9.3. Фильтры . . . 464
9.4. Вскрытие, освоение и опробование пластов . . . 472
9.5. Средства для проведения откачек . . . 477
Литература . . . 484

Глава 10. ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН . . . 485

10.1. Назначение и классификация тампонажных смесей . . . 485
10.2. Минеральные вяжущие вещества . . . 487
10.3. Тампонажные материалы органического происхождения . . . 493
10.4. Составы тампонажных смесей и условия их применения . . . 494
10.5. Параметры, характеризующие свойства тампонажных смесей . . . 505
10.6. Причины и методы предупреждения поглощений . . . 510
10.7. Способы тампонирования с целью устранения поглощений . . . 513
10.8. Ликвидация каверн, пустот и крупных трещин в скважинах . . . 519
10.9. Установка разделительных мостов и искусственных забоев в скважинах . . . 522
10.10. Расчет параметров тампонажных смесей . . . 527
10.11. Ликвидационное тампонирование скважин . . . 536
10.12. Цементирование обсадных колонн . . . 542
Литература . . . 551

Глава 11. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН . . . 552

11.1. Естественное искривление скважин . . . 552
11.2. Направленное и многозабойное (многоствольное) бурение скважин . . . 559
11.3. Технология и технические средства искусственного искривления и многозабойного (многоствольного) бурения скважин . . . 568
11.4. Бурение многоствольных (многозабойных) скважин . . . 576
11.5. Технология и технические средства бурения с отбором ориентированного керна (кернометрия) . . . 578
11.6. Искривление скважин в анизотропных горных породах . . . 582
11.7. Теория искривления скважин в анизотропных породах . . . 608
Литература . . . 637

Глава 12. БУРЕНИЕ И ОБОРУДОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН . . . 638

12.1. Основные сведения о геотехнологических методах добычи полезных ископаемых . . . 638
12.2. Классификация геотехнологических скважин . . . 641
12.3. Крепление геотехнологических скважин . . . 661
12.4. Цементирование и гидроизоляция . . . 677
12.5. Буровое оборудование . . . 686
12.6. Оборудование геотехнологических скважин . . . 687
12.7. Вскрытие и освоение геотехнологических скважин . . . 708
12.8. Охрана окружающей среды . . . 724
Литература . . . 727

Глава 13. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ . . . 728

13.1. Бурение скважин большого диаметра и шурфов . . . 728
13.2. Сооружение скважин-каналов для трубопроводов и инженерных коммуникаций . . . 748
13.3. Бурение геотермальных скважин . . . 769
13.4. Способы бурения, технические средства и технология разведки россыпных месторождений на шельфе . . . 775
Литература . . . 788

Глава 14. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН . . . 789

14.1. Буровой технологический комплекс . . . 789
14.2. Классификация буровой контрольно-измерительной аппаратуры . . . 791
14.3. Метрологические характеристики контрольно-измерительной аппаратуры . . . 796
14.4. Общие сведения об измерениях неэлектрических величин. Датчики и измерительные схемы . . . 798
14.5. Буровые самописцы и регистраторы . . . 806
14.6. Автокомпенсатор переменного тока . . . 807
14.7. Аппаратура для контроля параметров процесса бурения . . . 809
14.8. Аппаратура контроля эффективности бурения скважин . . . 838
14.9. Аппаратура для проведения исследований в скважинах . . . 851

Глава 15. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН 873

15.1. Основные понятия, термины, определения охраны окружающей среды . . . 876
15.2. Воздействие бурения скважин на окружающую среду 877
15.3. Охрана атмосферного воздуха 885
15.4. Охрана почвенных ресурсов 888
15.5. Охрана подземных вод 889
15.6. Складирование (утилизация) отходов бурения 892
15.7. Геоэкологический мониторинг 895
15.8. Охрана недр и окружающей среды при разработке проекта на строительство скважин 896
15.9. Основные пути решения экологических проблем при бурении скважин 898

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА 900

Учебное издание

Соловьев Николай Владимирович, **Кривошеев** Владимир Васильевич, **Башкатов** Дмитрий Николаевич, **Калинин** Анатолий Георгиевич, **Власюк** Виктор Иванович, **Ганджумян** Рубен Александрович, **Осецкий** Александр Иосифович, **Башкатов** Алексей Дмитриевич, **Горшков** Лев Капитонович, **Назаров** Александр Петрович, **Куликов** Владимир Владиславович, **Хромин** Евгений Дмитриевич, **Бронников** Игорь Дмитриевич, **Тунгусов** Александр Афанасьевич, **Сердюк** Николай Иванович, **Базанов** Лев Дмитриевич, **Николаев** Николай Иванович, **Киселев** Андрей Тимофеевич, **Лачинян** Леонид Артемьевич, **Брылин** Владимир Иванович, **Кукес** Александр Иосифович, **Храменков** Владимир Григорьевич

БУРЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Редактор *Л. И. Захватова*
Внешнее оформление *Н. В. Бабин*
Технические редакторы *М. М. Яровицкая, Ю. А. Хорева*
Компьютерная верстка *Л. В. Коростылева, Е. А. Скугарева*
Корректоры *В. В. Кожуткина, Г. Н. Петрова*

Лицензия ИД № 06236 от 09.11.01.

Изд. № РЕНТ-398. Подп. в печать 17.01.07.
Формат $60 \times 88\,^{1}/_{16}$. Бум. офсетная. Гарнитура «Ньютон». Печать офсетная.
Объем 55,37 усл. печ. л., 56,00 усл. кр.-отт. Тираж 2000 экз. Зак. № 16330 (Кр–Sm).

ФГУП «Издательство «Высшая школа», 127994, Москва, ГСП-4,
Неглинная ул., 29/14.

Тел.: (495) 694-04-56
http://www.v-shkola.ru. E-mail: info_vshkola@mail.ru

Отдел реализации: (495) 694-07-69, 694-31-47, факс: (495) 694-34-86.
E-mail: sales_vshkola@mail.ru

Отпечатано в ОАО «Смоленский полиграфический комбинат».
214020, г. Смоленск, ул. Смольянинова, 1.